



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOQUÍMICA:
PETRÓLEO E MEIO AMBIENTE**

FLÁVIA LIMA E CIMA MIRANDA

**PALEOAMBIENTE DEPOSICIONAL E POTENCIAL GERADOR DA FORMAÇÃO
POJUCA, BACIA DO RECÔNCAVO**

Salvador
2021

FLÁVIA LIMA E CIMA MIRANDA

**PALEOAMBIENTE DEPOSICIONAL E POTENCIAL GERADOR DA FORMAÇÃO
POJUCA, BACIA DO RECÔNCAVO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Geoquímica: Petróleo e Meio Ambiente, da Universidade Federal da Bahia, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Geoquímica do Petróleo e Ambiental

Orientador: Dr. Luiz Carlos Lobato dos Santos

Coorientadora: Dr. Karina Santos Garcia

Salvador
2021

Flávia Lima e Cima Miranda

**PALEOAMBIENTE DEPOSICIONAL E POTENCIAL GERADOR DA
FORMAÇÃO POJUCA, BACIA DO RECÔNCAVO**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Geoquímica do Petróleo e Ambiental, do Programa de Pós-Graduação em Geoquímica: Petróleo e Meio Ambiente (Pospetro), do Instituto de Geociências (IGEO) da Universidade Federal da Bahia (UFBA).

Salvador, 08 de julho de 2021

Banca Examinadora

Luiz Carlos Lobato dos Santos (Orientador)

Doutorado em Engenharia Química pela The University of Manchester, Inglaterra
Universidade Federal da Bahia (UFBA)

Karina Santos Garcia (Coorientadora)

Doutorado em Geociências pela Universidade Federal Fluminense – UFF – Brasil
Universidade Federal da Bahia (UFBA)

Ilene Abreu Matanó

Doutorado em Geociências pela Universidade Federal Fluminense – UFF – Brasil
Universidade Federal da Bahia (UFBA)

Rodolfo Dino

Doutorado em Geociências (Geologia Sedimentar) pela Universidade de São Paulo, Brasil
Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ)

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema Universitário de Bibliotecas (SIBI/UFBA),
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Lima e Cima Miranda, Flávia
Paleoambiente deposicional e potencial gerador da
Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo / Flávia Lima e
Cima Miranda. -- Salvador, 2021.
68 f. : il

Orientador: Luiz Carlos Lobato dos Santos.
Coorientador: Karina Santos Garcia.
Dissertação (Mestrado - Programa de Pós-graduação em
Geoquímica: Petróleo e Meio Ambiente) -- Universidade
Federal da Bahia, Universidade Federal da Bahia, 2021.

1. Bacia do Recôncavo. 2. Formação Pojuca. 3.
Geoquímica orgânica. 4. Paleoambiente deposicional. 5.
Biomarcadores Saturados. I. Lobato dos Santos, Luiz
Carlos. II. Santos Garcia, Karina . III. Título.

AGRADECIMENTOS

Acredito que ninguém alcança o sucesso sozinho, sempre vão existir pessoas no nosso caminho que, de forma direta ou indireta, nos ajudam a percorrer. Agradeço inicialmente à minha família, por ser minha base, à minha vó (Maria Lima) por me mostrar que nunca podemos desistir, não importam as dificuldades que a vida nos impõe. À minha mãe (Lorena Cima), por me mostrar diariamente o que é o amor, às minhas irmãs (Paloma e Bruna Miranda) e ao meu Pai (Silvio Miranda).

Agradeço ao meu orientador Luiz Carlos Lobato dos Santos e à coorientadora Karina Garcia, pela disponibilidade e incentivo. À professora Ilene Abreu, pela oportunidade, confiança e carinho.

Agradeço ao professor José Roberto Cerqueira, sem o qual esse trabalho não seria o mesmo; por toda ajuda, disponibilidade e orientação. Muito obrigada por abraçar o meu projeto e não me deixar sozinha. Obrigada pelas inúmeras horas que disponibilizou para mim e por me acompanhar até o final.

Obrigada a Diego Amaral, por estar ao meu lado desde o início da pesquisa, por ser antes de tudo meu amigo, um porto, quem me ajudou inúmeras vezes, pelo carinho, incentivo, amor e nessa reta final, me aturar reclamar sem parar. À Vitoria Meirelles, Neila Abreu, Ayana Silva e Neiva Nascimento por serem meu dia a dia, pelos momentos de choros, mas muito mais, pelos momentos de risadas, por sermos unidas e crescermos juntas.

Agradeço à Ludimylla Farias e à Tila Hupsel, por serem minhas irmãs de coração, por todos os anos ao meu lado e por me apoiarem diariamente. Às minhas amigas, que conquistei durante a batalha da graduação, Verônica Machado e Suian Lino, por todos os momentos compartilhados.

Ao grupo LEPETRO, todos os técnicos, e à coordenadora Sarah Rocha, por toda paciência, ajuda e apoio na realização do trabalho.

Agradecimentos à Faculdade de Geologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), aos professores Dr. Rodolfo Dino e Dra. Luzia Antonioli, pelo apoio e parceria.

RESUMO

O presente trabalho teve como objetivo avaliar as condições paleodeposicionais e o potencial para geração de hidrocarbonetos da Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo. Para isso, foi realizado a caracterização geoquímica orgânica de 48 amostras provenientes de furo de sondagem (poço 9-FBA-79-BA), próximo da Cidade de Aramari, Bahia. Os teores de carbono orgânico total (COT) variaram de 1,24 a 4,85 % , denotando heterogeneidade nas condições de produção e preservação da matéria orgânica. Os resultados da pirólise Rock Eval indicaram querogênio predominantemente do tipo I/II, e do tipo III em algumas amostras. O potencial gerador de hidrocarbonetos (S2) variou de pobre a excelente (1,26 a 26,56 mg HC/g rocha), baixa a boa concentração de hidrocarbonetos livres (S1) e temperatura máxima (Tmax) da pirólise Rock Eval indica imaturidade termal para a geração de hidrocarbonetos (<440°C), validados pelas razões pristano/ n-C17 e fitano/ n-C18 > 1, esteranos C29 S/S+R, $\alpha\beta\beta/\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha$, TS/(TS+TM), e pela maior abundância de compostos NSO. Tais resultados foram coerentes com os valores de COT, sendo possível identificar que as amostras que apresentam os maiores teores de COT e valores de S2 têm elevados valores de IH (Índice de hidrogênio) e baixos valores de IO (Índice de oxigênio), corroborado pelo querogênio tipo I/II, validando portanto, a qualidade da matéria orgânica. Já as amostras com baixo potencial gerador têm elevados valores de IO e baixos de IH, proporcionalmente, configurando querogênio tipo III (maiores concentrações de fitoclastos e matéria orgânica oxidada). Através da análise de isotópos estáveis de carbono (-33,83‰ a -21,54‰) e das análises dos biomarcadores saturados, foi possível inferir que o paleoambiente deposicional da Formação Pojuca foi lacustre, porém com variação de salinidade, indicada pela positividade dos valores de $\delta^{13}\text{C}$ de algumas amostras, sugerindo um ambiente árido com muita evaporação da água, e que, possivelmente, em alguns momentos durante a deposição da Formação Pojuca houve aporte de águas salinas na bacia, favorecendo maior proliferação de algas em relação às bactérias.

Palavras-Chave: Bacia do Recôncavo; Formação Pojuca; Geoquímica orgânica; Paleoambiente deposicional.

ABSTRACT

The present work aimed to evaluate the paleodepositional conditions and the potential for hydrocarbon generation in the Pojuca Formation, Recôncavo Basin. For this, an organic geochemical characterization of 48 originating from a borehole (9-FBA-79-BA well) was carried out, near the city of Aramari. The levels of total organic carbon (TOC) vary from 1.24 to 4.85%, denoting the heterogeneity in the conditions of production and preservation of organic matter. The results of the Rock Eval pyrolysis indicated kerogen predominantly type I / II, and type III in some of it. The hydrocarbon source potential (S2) varied from poor to excellent (1.26 to 26.56 mg HC / g rock), low to good concentration of free hydrocarbons (S1) and maximum temperature (Tmax) of Rock Eval pyrolysis indicate thermal immaturity for hydrocarbon generation (<440oC), validated by the ratios pristane/ n-C17 and phytane/ n-C18 > 1, C29 steranes S/S+R, $\alpha\beta\beta/\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha$, TS/(TS+TM), and by the greater abundance of NSO compounds. Such results were consistent with the TOC values, making it possible to identify that those with the highest TOC and S2 values have high IH (hydrogen index) and low IO (oxygen index) values, corroborated by kerogen type I / II thus validating the quality of organic matter. As a sponsor with low source potential, they have high IO values and low IH values, proportionally, configuring type III kerogen (oxidized organic matter). Through the stable carbon isotopes analysis (-33.83 ‰ to -21.54 ‰) and saturated biomarkers it was possible to infer that the depositional paleoenvironment from the Pojuca Formation was lacustrine with variations in water salinity, indicated by the positivity of the $\delta^{13}\text{C}$ values of some samples suggesting an arid environment with a lot of water evaporation, and that, possibly, in some moments during the deposition of the Pojuca Formation, there was an influx of saline waters in the basin, favoring greater proliferation of algae in relation to bacteria.

Keywords: Reconcavo Basin; Pojuca Formation; Organic geochemistry; Depositional paleoenvironment

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
2	OBJETIVOS	15
2.1	OBJETIVO GERAL.....	15
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
3	MATERIAIS E MÉTODOS	16
3.1	FASE DE CAMPO E AMOSTRAGEM.....	16
3.2	PIRÓLISE ROCK-EVAL E CARBONO ORGÂNICO TOTAL.....	17
3.3	RESÍDUO INSOLÚVEL	18
3.4	ISÓTOPOS ESTÁVEIS DE CARBONO ORGÂNICO.....	19
3.5	EXTRAÇÃO DA MATERIA ORGÂNICA SOLÚVEL VIA ASE.....	19
3.6	ANÁLISE DOS HIDROCARBONETOS TOTAIS DO PETROLEO (HTPs) POR CROMATOGRAFIA GASOSA.....	20
3.7	A CROMATOGRAFIA LÍQUIDA – SARA.....	20
3.8	ANÁLISE DOS BIOMARCADORES SATURADOS.....	21
4	GEOQUÍMICA ORGÂNICA DE FOLHELHOS DA FORMAÇÃO POJUCA, BACIA DO RECÔNCAVO, BRASIL	22
4.1	INTRODUÇÃO.....	23
4.2	METODOLOGIA.....	24
4.2.1	Amostragem	24
4.2.2	Análises Geoquímicas	24
4.3	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	26
4.3.1	Pirólise Rock-Eval	26
4.3.2	Isótopos estáveis de carbono	32
4.4	CONCLUSÕES.....	35
4.5	AGRADECIMENTOS.....	36
5	BIOMARCADORES SATURADOS E PALEOAMBIENTE DEPOSICIONAL DA FORMAÇÃO POJUCA, BACIA DO RECÔNCAVO, BRASIL	37
5.1	INTRODUÇÃO.....	38
5.2	METODOLOGIA.....	40
5.2.1	Amostragem	40
5.2.2	Análises Geoquímicas	41
5.3	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	42
5.3.1	Hidrocarbonetos totais do petróleo e matéria orgânica solúvel	42

5.3.2 Biomarcadores Saturados.....	47
5.4 CONCLUSÕES.....	57
5.5 AGRADECIMENTOS.....	58
6 CONCLUSÕES.....	59
REFERÊNCIAS.....	61
APÊNDICE.....	64

1 INTRODUÇÃO

A geoquímica orgânica é uma ciência que teve seu início na década de 70 e se utiliza de ferramentas da química e da geologia integradas de modo a aprofundar o estudo sobre os sistemas petrolíferos e seus processos. (HUNT, 1995).

As técnicas de geoquímica orgânica voltadas para o estudo das rochas geradoras de petróleo passaram a ser utilizadas como ferramenta complementar na busca de novas jazidas de óleo e/ou gás, uma vez que, os procedimentos utilizados por essas técnicas, apresentam dados que apontam, de modo preliminar, as melhores áreas com condições para a existência de um sistema petrolífero, diminuindo assim, o risco exploratório envolvido nas perfurações de poços (MAGOON; DOW, 1994).

Análises como determinação de carbono orgânico total, pirólise Rock-Eval, isótopos estáveis de carbono e biomarcadores, oferecem informações sobre a qualidade, quantidade, estágio de evolução térmica da matéria orgânica bem como, as condições do paleoambiente deposicional, possibilitando a caracterização da matéria orgânica e dos processos de geração, acumulação e migração de hidrocarbonetos.

Tais estudos aplicados à Bacia do Recôncavo são relevantes, pois, mesmo já tendo sido intensamente explorada, ela ainda possui potencial petrolífero remanescente, possibilitando descobertas em regiões menos exploradas (FERNANDEZ; PRATES, 2015).

A Bacia do Recôncavo é uma bacia sedimentar localizada no estado da Bahia e compreende uma área de aproximadamente 11.500 km² (Figura 1). Limitada a norte pela Bacia do Tucano (Alto do Aporá), ao sul com a Bacia do Camamu, pelos sistemas de falha da Barra, a Leste, pelo sistema de falhas de Salvador e a oeste pela falha de Maragogipe e Inhambupe, orientada seguindo o *trend* NE-SW (BALBINOT; KALKREUTH, 2010; PORTELA, 2012) e corresponde à porção sul do Rifte Recôncavo-Tucano-Jatobá (RTJ). A origem da bacia está relacionada aos eventos tectônicos ocorridos durante o Eocretáceo que provocaram a abertura do Oceano Atlântico Sul. Seus depósitos cobrem o embasamento e a caracteriza por uma arquitetura de gráben assimétrica (SANTOS, 2005; SILVA *et al.*, 2007).

O sistema RTJ pode ser compreendido como um segmento tipo aulacógeno, com origem associada à fragmentação do Gondwana durante o Mesozóico, responsável pela individualização dos atuais continentes Sul-americano e Africano, e acredita-se que teria afetado a porção onde se desenvolveu o rifte RTJ no Cretáceo (SANTOS; CUPERTINO; BRAGA, 1990), embora os últimos trabalhos indiquem que o evento ocorreu no Triássico (SILVA, 2011).

Figura1- Localização da Bacia do Recôncavo em relação à América do Sul, Brasil e bacias adjacentes.



Fonte: Santos, 2011

Dentre alguns fatores, a atividade tectônica foi uma das responsáveis pelo preenchimento sedimentar da bacia, revelando rochas datadas a aproximadamente 290 milhões de anos, no Paleozoico até o Mesocretáceo, há 112 milhões de anos. O primeiro registro de deposição sedimentar na Bacia do Recôncavo é datado com idade permiana, provavelmente, este com história ligada à Bacia do Parnaíba que, durante o mencionado tempo geológico, deveria ser bem maior, atingindo a área hoje ocupada pela Bacia do Recôncavo (MAGNAVITA; SILVA; SANCHES, 2005).

Um prolongado estágio com pequena taxa de subsidência, antecedendo a ruptura do rifte, propiciou o desenvolvimento de uma bacia com características intracratônicas, que sofreu subsidência relativa, vindo a formar uma longa e rasa depressão alongada, denominada

Depressão Afro-Brasileira, onde predominavam ambientes sub-aéreos, fluviais e lacustres (ESTRELA, 1972).

Nesse contexto (lago raso, sob clima árido, sujeito a oxidação) foram depositados sedimentos continentais conhecidos como *red beds*, do Andar Dom João (Grupo Brotas), Formação Aliança, cuja sedimentação começou com os níveis arenosos (leques aluviais do Membro Boipeba) afogados na sequência pelas argilas lacustres (Membro Capianga) e sobrepostos à Formação Afligidos, a qual se encontra associada ao desenvolvimento de mares epicontinentais no Paleozoico. Em seguida, a Formação Sergi, depositada por sistemas de canais fluviais entrelaçados com posterior retrabalhamento eólico, sugere maior taxa de subsidência da depressão com aumento proporcional da taxa de sedimentação (BRAGA *et al.* 1994; SILVA *et al.*, 2007).

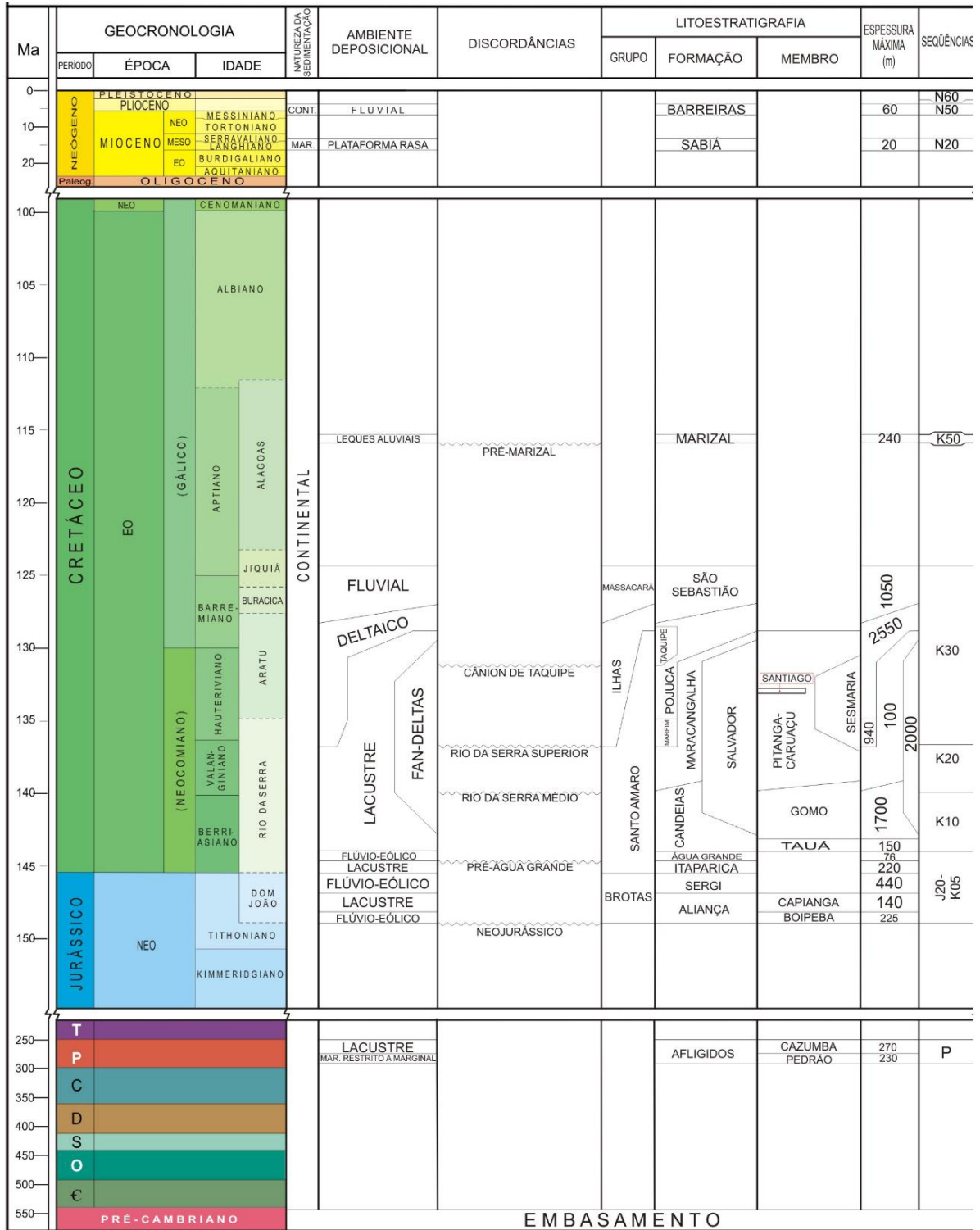
O preenchimento sedimentar da Bacia do Recôncavo, na sua fase sin-rifte, ocorreu inicialmente com a deposição de folhelhos e turbiditos do Membro Gomo (Formação Candeias). À princípio, essa deposição se deu em lago restrito e, posteriormente, pela intensa atividade tectônica, esse lago foi ampliado durante a deposição da Formação Maracangalha. A diminuição contínua da taxa de subsidência possibilitou que deltas progradassem por meio das plataformas existentes, ocupando os depocentros com arenitos deltaicos das Formações Marfim e Pojuca (MAGNAVITA, 1992; PORTELA *et al.*, 2016).

O principal sistema petrolífero da Bacia do Recôncavo é reconhecido como sendo um encadeamento entre a alimentação da Formação Candeias e o armazenamento da Formação Sergi. Os folhelhos dos membros Gomo e Tauá são considerados os principais níveis geradores da Bacia do Recôncavo com valores de carbono orgânico total (COT) de até 4%. Mais nova do que Formação Candeias, a Formação Pojuca também possui folhelhos com alto potencial gerador de hidrocarbonetos. Em contraponto, a formação São Sebastião é composta por arenitos grossos a médios, com estratificações cruzadas tabulares e acanaladas, originados por um sistema fluvial entrelaçados de alta energia, não propiciando portanto, a preservação da matéria orgânica, sendo classificada como baixo potencial gerador (FERNANDEZ; PRATES, 2015).

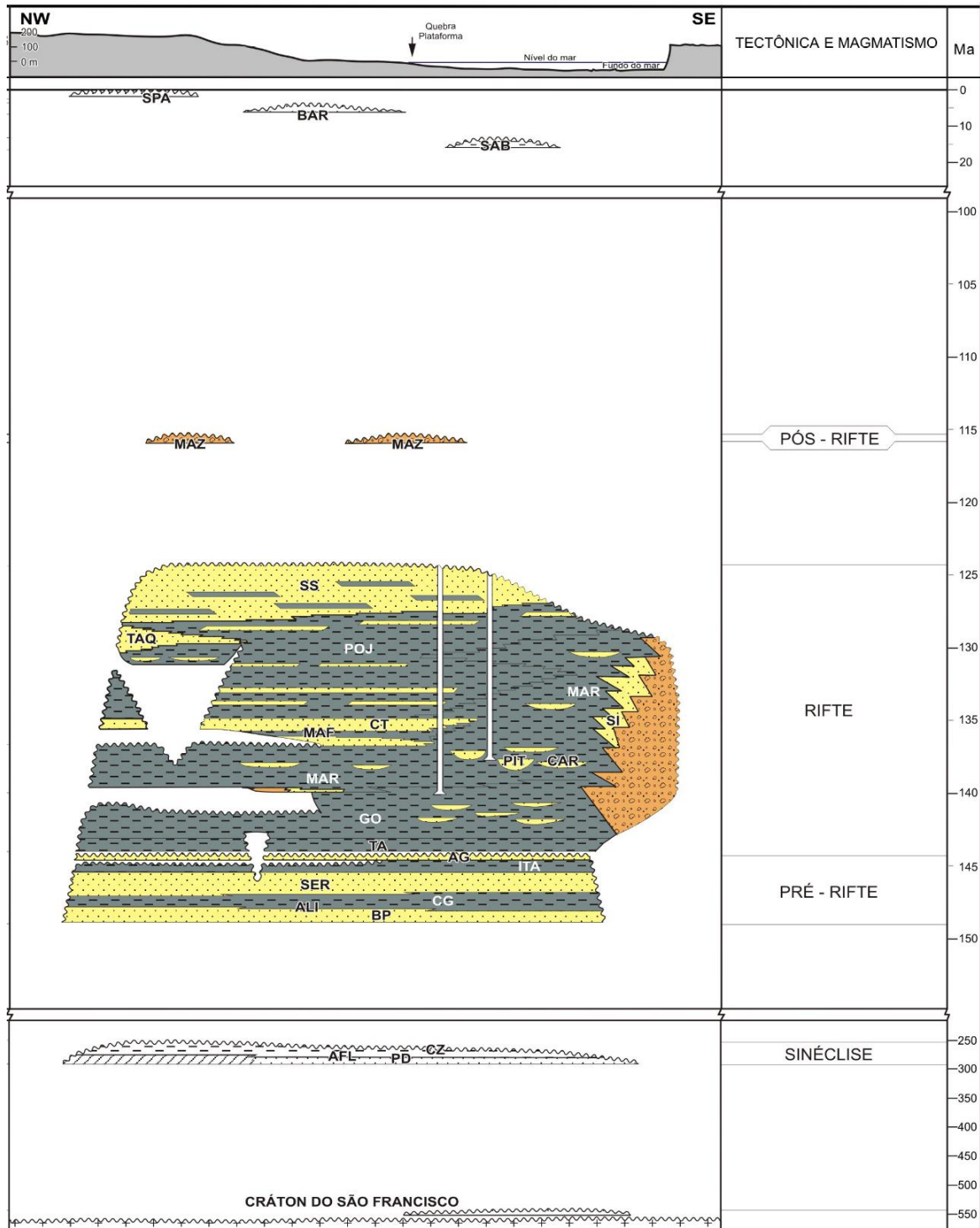
A história deposicional da Bacia do Recôncavo é exibida na sua carta estratigráfica mostrada na figura 2.

A área de estudo concentra-se na porção NE do Estado da Bahia, próximo da Cidade de Aramari. As amostras são provenientes de um testemunho do poço 9-FBA-79-BA perfurado nos anos 80 pela antiga Petromisa visando a prospecção de sulfetos na Formação Pojuca, cujo acervo hoje se encontra sob os cuidados da Petrobras.

Figura 2- Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo



Continua



Fonte: Silva et al. 2007.

Já existe estudo que buscou analisar a Formação Pojuca utilizando alguns parâmetros como Palinologia e Palinofácies (PORTELA *et al.*, 2016). O presente trabalho pretende, a partir de parâmetros como pirólise Rock-Eval, biomarcadores saturados e isótopos estáveis de carbono, avaliar o potencial gerador e o paleoambiente deposicional da formação em questão. Além disso, será feita uma comparação com os trabalhos já publicados sobre as Formações

Candeias (AMARAL, 2019) e São Sebastião (SANTOS, 2005), afim de se observar se há indicações que na deposição da Formação Pojuca ocorreram variações nas condições do lago Recôncavo, como relatados pelos autores citados.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GERAL

- Determinar as condições do paleoambiente deposicional da Formação Pojuca, a partir da geoquímica orgânica, a fim de demonstrar um padrão de deposição no lago da Bacia do Recôncavo.

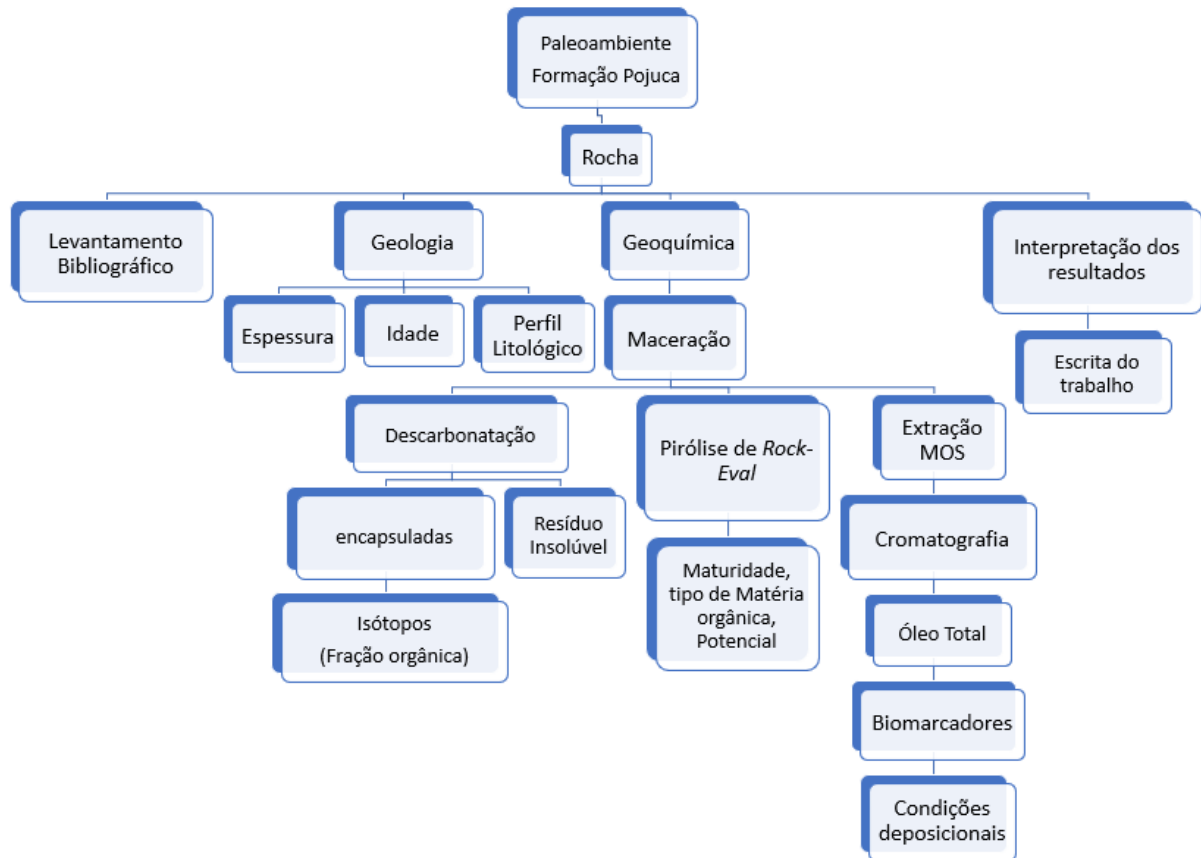
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Avaliar o potencial para geração de petróleo da Formação Pojuca no local de estudo;
- avaliar o estágio de maturação térmica da Formação Pojuca no ponto de coleta;
- estudar a variação das condições oxi-redutoras do paleoambiente deposicional da Formação Pojuca e a origem da matéria orgânica, a partir dos isótopos estáveis de carbono e dos compostos biomarcadores saturados;
- demonstrar se há indicações que na deposição da Formação Pojuca ocorreram variações nas condições do lago Recôncavo, a partir de um comparativo com trabalhos já publicados na Formação Candeias e São Sebastião.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

A metodologia utilizada (Figura 3) foi montada com base nos objetivos propostos e de acordo com os procedimentos operacionais do Laboratório de Estudos do Petróleo (LEPETRO), local onde foram realizadas as análises laboratoriais.

Figura 3- Esquema de etapas realizadas no desenvolvimento da pesquisa



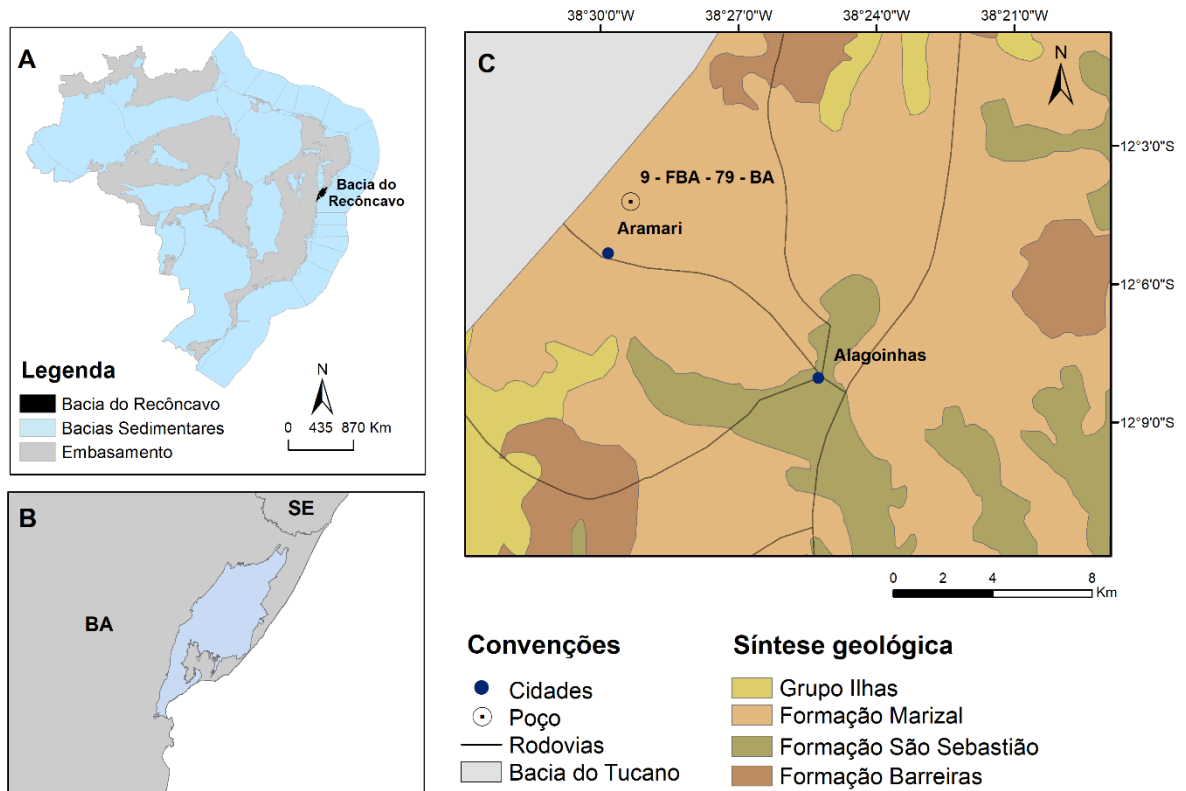
Fonte: autoria própria.

3.1 FASE DE CAMPO/AMOSTRAGEM

Foram utilizadas 48 amostras compreendidas no intervalo 31,10 a 98,80 m, de um furo de sondagem rasa, do poço 9-FBA-79-BA (Figura 4), com testemunhagem contínua na Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo. Localizado na porção NE do estado da Bahia, próximo a cidade de Aramari, na borda noroeste da bacia, em região próxima ao limite com a Bacia do Tucano, este poço foi perfurado nos anos 80 pela antiga Petromisa, visando a prospecção de sulfetos e cujo acervo de dados hoje se encontra sob os cuidados da Petrobras.

As amostras foram cedidas pela Faculdade de Geologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), e encaminhadas ao Laboratório LEPETRO – Excelência em Geoquímica: Petróleo, Energia e Meio Ambiente no Instituto de Geociências (IGEO) pertencente à Universidade Federal da Bahia (UFBA) para as análises de geoquímica orgânica.

Figura 4- A) Localização da Bacia do Recôncavo no território brasileiro; B) Estados que a delimitam a Bacia do Recôncavo e C) localização do poço 9-FBA-79-BA da Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo, indicando unidades geológicas



Fonte: adaptado de CPRM, 2006.

3.2 PIRÓLISE ROCK EVAL E CARBONO ORGÂNICO TOTAL

Inicialmente, as amostras foram tratadas para retirada de possíveis impurezas (raízes, fragmentos de tecidos e outros), trituradas com ajuda de um moinho de esfera planetário (Retsch GmbH, modelo PM 400), peneiradas à 80 mesh e armazenadas em potes de vidro, previamente ambientado e calcinado (Figura 5).

O processo analítico iniciou-se com a análise da pirólise Rock-Eval, onde foram utilizadas cerca de 100 mg de cada amostra pulverizada, peneiradas à 0,177mm, que foram aquecidas à temperaturas entre 300° e 650°C, a uma taxa de aumento de 25°C por minuto (LAFARGUE *et al.*, 1998) e analisadas no equipamento Rock-Eval 6 (ESPITALIÉ *et al.*, 1977).

Foram quantificados então os picos S1(hidrocarbonetos presentes), S2 (potencial gerador de hidrocarbonetos) e S3(CO₂ da matéria orgânica), a Tmax (temperatura em que ocorre a geração máxima de hidrocarbonetos), e calculados os índices de hidrogênio (IH) e oxigênio (IO), além do índice de produção (IP). O carbono orgânico total (COT) também foi obtido através dessa análise. Para análise dos resultados obtidos foram confeccionados gráficos binários, segundo a classificação de Peters e Cassa (1994).

Figura 5- Esquema de preparo de amostras da Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo



Fonte: autoria própria.

3.3 RESÍDUO INSOLÚVEL

Para a determinação do resíduo insolúvel (Figura 6) e para as análises dos isótopos estáveis de carbono, foram pesadas cerca de 1g de cada amostra pulverizada, e submetidas a uma reação com uma solução de ácido clorídrico (HCl) aquoso 1mol L⁻¹, para a remoção da fração de carbonato (descarbonatação). As amostras foram então lavadas com água quente destilada e secas no forno a aproximadamente 80 °C até que o peso constante fosse obtido. Após este processo, temos o resultado de RI, definido como a fração da amostra não eliminada pelo tratamento ácido (fração siliciclástica) (HEDGES; STERN, 1984).

Figura 6- Alíquotas com 1g de amostras da Formação Pojuca pulverizadas para acidificação e posterior quantificação do RI e análises dos isótopos estáveis de carbono orgânico.



Fonte: autoria própria.

3.4 ISÓTOPOS ESTÁVEIS DE CARBONO ORGÂNICO

Para as análises dos isótopos estáveis de carbono orgânico, foi utilizada cerca de 50 mg de cada amostra descarbonatada e inseridas em cápsulas de estanho, onde foram analisadas em um sistema de Espectrometria de Massas de razão isotópica (IRMS), que identifica e quantifica as moléculas e átomos de uma substância com base na massa dos isótopos (^{12}C e ^{13}C), para a determinação da razão $\delta^{13}\text{C}$ em relação ao padrão internacional PDB (Rodrigues e Fauth, 2013).

3.5 EXTRAÇÃO DA MATÉRIA ORGÂNICA SOLÚVEL VIA ASE

Para obtenção do betume (Matéria Orgânica Solúvel – MOS), foi utilizado o método de Extração Acelerada por Solvente (ASE). O procedimento consiste no acondicionamento de cerca de 50 g das amostras pulverizadas e 10 g de terra diatomácea (agente desumidificador), em células extratoras metálicas devidamente identificadas. O extrator ASE, é programado para operar à temperatura de 150 °C e pressão de 1500 psi, realizando três ciclos de lavagem com diclorometano, num volume de 150 mL deste solvente por amostra, ao total de 15 min para cada ciclo.

3.6 ANÁLISE DOS HIDROCARBONETOS TOTAIS DO PETRÓLEO (HTPs) POR CROMATOGRAFIA GASOSA

Após a extração do betume das amostras, o resíduo foi filtrado para possível eliminação de água, posteriormente o solvente foi evaporado e o extrato foi transferido para vials de 1,8

mL (previamente pesados e identificados) (Figura 7). Os vials foram então avolumados de acordo com a massa dos extratos, mantendo sempre a proporção 0,05 mg / μ L (amostra/solvente, respectivamente), para injeção no cromatógrafo a gás com detector de ionização de chama (CG/DIC), marca Agilent, modelo 7890B, para detecção dos Hidrocarbonetos Totais do Petróleo (HTPs) em óleo total (whole oil), de acordo com o método proposto por Kaufman, Ahmed e Elsinger (1990).

Figura 7 - Esquema fotográfico do protocolo analítico aplicados a análise dos HTPS



Fonte: autoria própria

3.7 A CROMATOGRAFIA LÍQUIDA – SARA

Foi utilizado o método SARA, a fim de se obter três principais frações de componentes do petróleo. A primeira fração é representada pelos hidrocarbonetos saturados (alcanos, isoprenóides e cicloalcanos). A segunda fração é representada pelos hidrocarbonetos aromáticos. A terceira, e última fração, é conhecida como a dos compostos NSO, engloba os compostos polares, como é o caso das resinas e asfaltenos.

Para o fracionamento são utilizadas colunas de vidro (Figura 8) preenchidas com 1,5g sílica gel (fase estacionária), previamente ativada por 4h a 450°C, numa mufla, para remoção de contaminantes orgânicos e umidade. O procedimento tem início com a adição de

aproximadamente 20 mg de extratos oleosos a coluna, diluído em n-hexano. Primeiro utiliza-se 25 mL de n-hexano, em decorrência tem-se a eluição da fração dos hidrocarbonetos alifáticos. Para a separação da fração dos hidrocarbonetos aromáticos, é utilizado 30 mL de uma mistura 4:1 de n-hexano: diclorometano. Por fim, adiciona-se 30 mL de uma mistura 4:1 de diclorometano: metanol para o fracionamento dos compostos NSO. Para todas as frações eluídas são utilizados balões de fundo redondo, previamente ambientado e identificado, por último, para concentração do extrato é utilizado um rotoevaporador. Após a evaporação total dos solventes, as frações foram quantificadas.

Figura 8 – Amostras da Formação Pojuca representando o fracionamento e obtenção das três principais frações



Fonte: autoria própria.

3.8 ANÁLISE DOS BIOMARCADORES SATURADOS

As amostras analisadas foram as frações dos hidrocarbonetos saturados. A fração foi diluída com aproximadamente 100 μ L de n-hexano e ocorreu a injeção automática de 1 μ L de fração da amostra com injetor mantido a 300 °C. Esta é carregada pelo gás de arraste inerte (hélio) até o cromatógrafo. Depois a amostra foi encaminhada a um analisador triplo quadrupolo (CG/MSMS), marca Agilent, modelo 7000D/7890B, no modo de monitoramento de íons (SIM), para determinação dos biomarcadores saturados. Os principais biomarcadores de interesse encontram-se nos íons de massas 191, 217 e 259, sendo analisados de formas qualitativa e quantitativa, a partir das análises dos fragmentogramas. Em seguida, foram efetuados os cálculos de razões entre as áreas dos picos representativos dos compostos de interesse.

4 GEOQUÍMICA ORGÂNICA DE FOLHELHOS DA FORMAÇÃO POJUCA, BACIA DO RECÔNCAVO, BRASIL

Resumo

A bacia sedimentar do Recôncavo, localizada no estado da Bahia, tem sido intensamente explorada, desde a descoberta de petróleo, no final dos anos 30 em Lobato. Atualmente, após 80 anos de exploração ininterrupta é considerada como uma bacia madura. Contudo, ainda é objeto de pesquisas exploratórias e de estudos de cunho acadêmico. Constitui parte integrante do sistema de riftes intracontinentais Recôncavo-Tucano-Jatobá, e seus sistemas petrolíferos possuem em comum a Formação Candeias como rocha geradora principal, depositada na sequência sin-rifte, de idade eocretácea (Berriasiano). Entretanto, avalia-se que a Bacia do Recôncavo é portadora de outros níveis de folhelhos com potencial gerador de hidrocarbonetos; A ANP considera que a Formação Pojuca também apresenta alto potencial gerador, ponderando que a mesma ocorre, em boa parte da bacia, fora da janela de geração. Assim, este trabalho objetiva avaliar a potencialidade para geração de hidrocarbonetos, o estágio de maturação térmica, e o paleoambiente deposicional dos folhelhos da Formação Pojuca, depositadas também na fase sin-rifte, porém de idade relativamente mais jovem (Hauteriviano-Barremiano) que a Formação Candeias. Foram coletadas 48 amostras de folhelhos de um testemunho cortado pelo poço 9-FBA-79-BA, próximo à cidade de Aramari, no estado da Bahia. Os teores de carbono orgânico total (COT) variaram de 1,24 a 4,85% e os resultados da pirólise Rock-Eval indicam querogênio predominantemente dos tipos I/II, potencial gerador de hidrocarbonetos (S2) variando de pobre a excelente (1,26 a 26,56 mg HC/g rocha), baixa a boa concentração de hidrocarbonetos livres (S1) e temperatura máxima (Tmax) da pirólise Rock-Eval que sugere imaturidade termal das amostras (<440°C). Através da análise de isótopos estáveis de carbono (-33,83‰ a -21,54‰), foi possível inferir que o paleoambiente deposicional da Formação Pojuca foi lacustre com variações na salinidade da água. **Palavras-Chave:** Bacia do Recôncavo; Formação Pojuca; Geoquímica orgânica; Paleoambiente deposicional.

Abstract

Located in the Bahia State, the Recôncavo basin has been intensively explored since the first oil discovery, in the late 30s, at Lobato village. Currently, it is considered a mature basin after 80 years of uninterrupted exploration. However, it is still the subject of exploratory research and academic studies. It is an integral part of the Recôncavo-Tucano-Jatobá intracontinental rift system. Its oil systems have in common the Candeias Formation as the principal source rock, deposited in the syn-rift sequence, of eocretaceous age (Berriasiano). However, it is estimated that the Recôncavo Basin has other levels of shales with potential for generating hydrocarbons; and the ANP itself considers that the Pojuca Formation also has a high generating potential considering that it occurs, in large part of the basin, outside the generation window. Therefore, this work aims to evaluate the potential of hydrocarbon generation, thermal maturation, and the depositional paleoenvironment of Pojuca Formation shales also deposited in the relatively younger (Hauterivian) syn-rift phase than the Candeias Formation. Forty-eight shale core samples were collected from the well 9-FBA-79-BA, near the Aramari city, in the Bahia State. The total organic carbon (TOC) levels ranged from 1.24 to 4.85%, and results of Rock-Eval pyrolysis indicated kerogen types I / II mainly, hydrocarbon generator potential (S2) ranging from poor to excellent (1, 26 to 26.56 mg HC / g rock), low to good concentration of free hydrocarbons (S1) and maximum temperature (Tmax) of the Rock-Eval pyrolysis that suggests thermal immaturity of the samples (<440oC). Through the stable carbon isotopes analysis (-

33.83 % to -21.54 %), it was possible to infer that depositional paleoenvironment from the Pojuca Formation was lacustrine with variations in water salinity. **Keywords:** Reconcavo Basin; Pojuca Formation; Organic geochemistry; Depositional paleoenvironment

4.1 INTRODUÇÃO

A Bacia do Recôncavo foi a primeira bacia sedimentar petrolífera brasileira a ser explorada economicamente na década de 1930 (FIGUEIREDO et al., 1994). A exploração de óleo na localidade de Lobato culminou com a descoberta de cerca de 80 campos de óleo e gás, com mais de 5000 poços perfurados (MAGNAVITA; SILVA; SANCHE., 2005). A Bacia do Recôncavo trata-se de um rifte abortado intracontinental, preenchido por sedimentos continentais e se caracteriza por uma arquitetura de gráben e horts assimétrica gerada durante o desmembramento do Gondwana, entre o Jurássico tardio e o Cretácio inicial (SANTOS, 2005; SILVA et al., 2007).

Localizada no centro-leste do estado da Bahia, na porção Nordeste do Brasil, a bacia apresenta uma forma alongada NW-SE (SILVA et al., 2007) e encontra-se delimitada ao norte e noroeste pelo Alto de Aporá (que a separa da Bacia do Tucano), a leste pelo sistema de falhas de Salvador, ao sul pelos sistemas de falhas da Barra e a oeste pela falha de Maragogipe e Inhambupe (BALBINOT; KALKREUTH, 2010; PORTELA, 2012).

O evento tectônico de separação continental, foi o principal responsável pela abertura do sistema Recôncavo-Tucano-Jatobá. O preenchimento sedimentar da bacia do Recôncavo, ocorreu inicialmente com a deposição de folhelhos e turbiditos do Membro Gomo (Formação Candeias). A princípio, esta deposição se deu em lago restrito e posteriormente, pela intensa atividade tectônica, esse lago foi ampliado durante a deposição da Formação Maracangalha. A diminuição contínua da taxa de subsidência possibilitou que deltas progradassem por meio das plataformas existentes, ocupando os depocentros com arenitos deltaicos das Formações Marfim e Pojuca (MAGNAVITA, 1992; PORTELA et al., 2016).

Estudos geoquímicos anteriores (FIGUEIREDO et al., 1994; GAGLIANONE & TRINDADE, 1988; MELLO et al., 1994) identificaram que a Formação Candeias é a principal rocha geradora da Bacia do Recôncavo, o que não desconsidera que nesta bacia existem outras regiões menos exploradas com outros níveis de folhelhos potencialmente geradores de hidrocarbonetos. Para tal investigação a geoquímica orgânica se torna fundamental para determinar a origem, migração, acumulação, exploração e produção do petróleo (óleo ou gás) (HUNT, 1995).

O presente estudo enfoca a análise da geoquímica orgânica da Formação Pojuca na Bacia do Recôncavo, permitindo inferências sobre o potencial gerador, maturação térmica da matéria orgânica e o paleoambiente deposicional. Para alcançar tal objetivo, estudos foram realizados em amostras de folhelhos de testemunho de um poço perfurado na porção NW da Bacia do Recôncavo.

4.2 METODOLOGIA

4.2.1 Amostragem

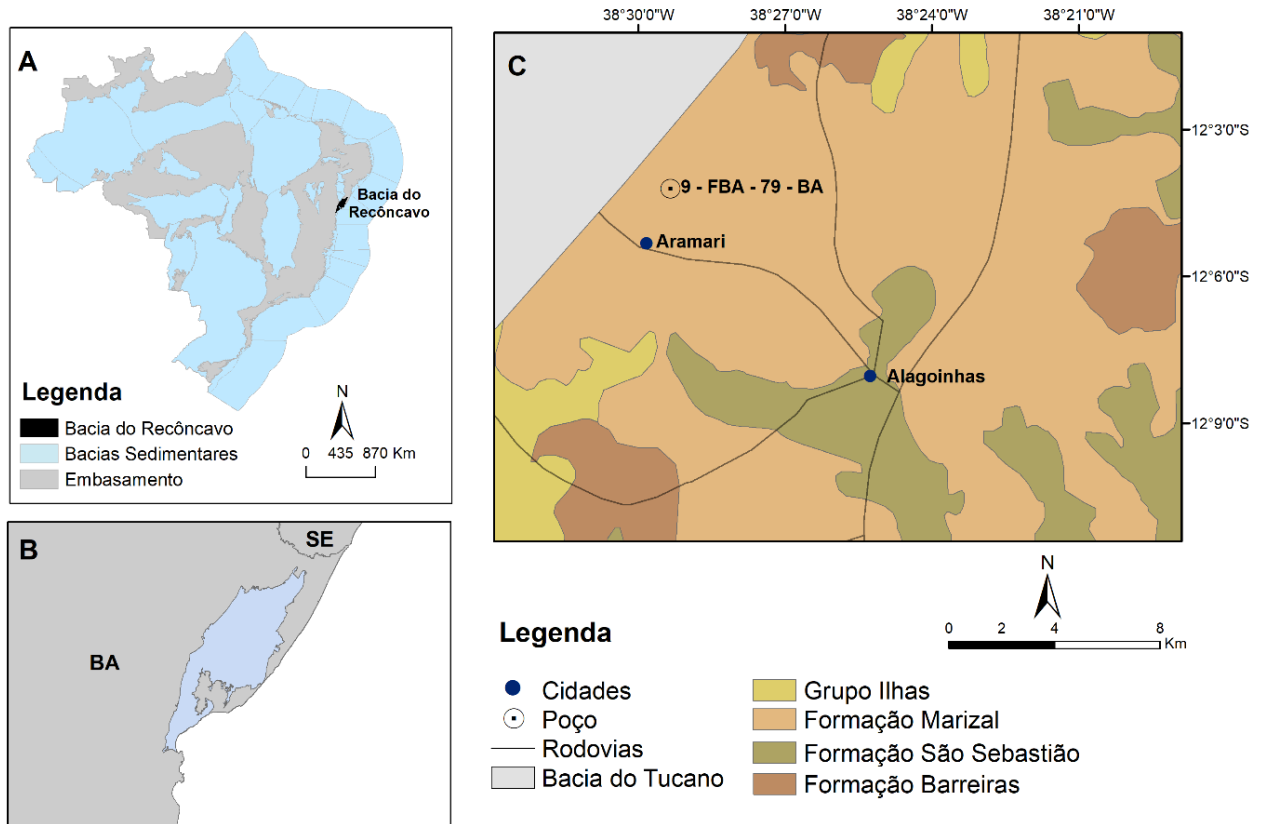
Foram utilizadas 48 amostras compreendidas no intervalo 31,10 a 98,80 m, de um furo de sondagem rasa, do poço 9-FBA-79-BA (Figura 9), com testemunhagem contínua na Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo. Localizado na porção NE do estado da Bahia, próximo a cidade de Aramari, na borda noroeste da bacia, em região próxima ao limite com a Bacia do Tucano, este poço foi perfurado nos anos 80 pela antiga Petromisa, visando a prospecção de sulfetos e cujo acervo de dados hoje se encontra sob os cuidados da Petrobras.

As amostras foram cedidas pela Faculdade de Geologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), e encaminhadas ao Laboratório LEPETRO – Excelência em Geoquímica: Petróleo, Energia e Meio Ambiente no Instituto de Geociências (IGEO) pertencente à Universidade Federal da Bahia (UFBA) para as análises de geoquímica orgânica.

4.2.2 Análises Geoquímicas

As análises realizadas foram Pirólise Rock-Eval e isótopos estáveis de carbono orgânico, sendo os dados de carbono orgânico total (COT) obtidos através do *Rock-Eval*. Inicialmente, as amostras foram tratadas para retirada de possíveis impurezas (raízes, fragmentos de tecidos e outros), trituradas com ajuda de um moinho de esfera planetário (Retsch GmbH, modelo PM 400) e peneiradas à 80 mesh.

Figura 9- A) Localização da Bacia do Recôncavo no território brasileiro B) Estados que a delimitam a Bacia do Recôncavo e C) Mapa de localização do poço 9-FBA-79-BA da Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo, indicando unidades geológicas



Fonte: adaptado CPRM, 2006.

Para Pirólise Rock – Eval, foram utilizadas cerca de 100 mg de cada amostra pulverizada, peneiradas à 0,177mm e encapsuladas, onde foram submetidas à temperatura entre 100° e 850° C, a uma taxa de aumento de 25°C por minuto (LAFARGUE *et al.*, 1998) e analisadas no equipamento Rock-Eval 6 (ESPITALIÉ *et al.*, 1977). Para análise dos resultados obtidos foram confeccionados gráficos binários segundo classificação de Peters e Cassa, 1994.

Na determinação do resíduo insolúvel, foram pesadas cerca de 1g de cada amostra pulverizada, e submetidas a uma reação com uma solução de ácido clorídrico (HCl) aquoso 1mol L⁻¹, para a remoção da fração de carbonato (descarbonatação). As amostras foram então lavadas com água quente destilada e seca no forno a aproximadamente 80 ° C até que o peso constante foi obtido. Após este processo, temos o resultado de RI, definido como a fração da amostra não eliminada pelo tratamento ácido (fração siliciclástica) (HEDGES; STERN, 1984).

Para as análises dos isótopos estáveis de carbono orgânico, foi utilizada cerca de 50 mg de cada amostra descarbonatada e inseridas em cápsulas de estanho, onde foram analisadas em um sistema de Espectrometria de Massas de razão isotópica (IRMS), que identifica e quantifica

as moléculas e átomos de uma substância com base na massa dos isótopos, para a determinação da razão $\delta^{13}\text{C}$ (RODRIGUES; FAUTH, 2013).

Para análise estatística de agrupamento hierárquico de Cluster, foi utilizado o software PAST 4.03, permitindo agrupar as amostras com base nas similaridades e diferenças das características que estes itens possuem (CORRAR *et al.*, 2007; PAULO; DIAS FILHO, 2007).

4.3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.3.1 Pirólise Rock-Eval

Os parâmetros quantificados nas amostras do testemunho do poço 9-FBA-79-BA através da pirólise Rock-Eval (COT, S1, S2, S3, IH, IO e T_{máx}) constam na Tabela 1.

As amostras ao longo do testemunho foram divididas em 3 grupos, com base em uma análise de agrupamento hierárquico das variações ao longo da seção sedimentar. Para isso, foi utilizado o dendrograma resultante da análise de Cluster (Figura 10), utilizando distância euclidiana.

O grupo A, de acordo com a classificação de Peters e Cassa (1994), apresentou valores de COT (2,03-4,57%) variando de muito alto a excelente, o S1 (0,31 – 1,18 mg HC/g rocha) sendo classificado de moderado a boa geração natural, o S2 (10,25 - 26,43 mg HC/g rocha) caracterizado por excelente potencial de geração de hidrocarbonetos e o IH (435 – 615 mg HC/g COT) sendo indicativo de potencial para geração de óleo.

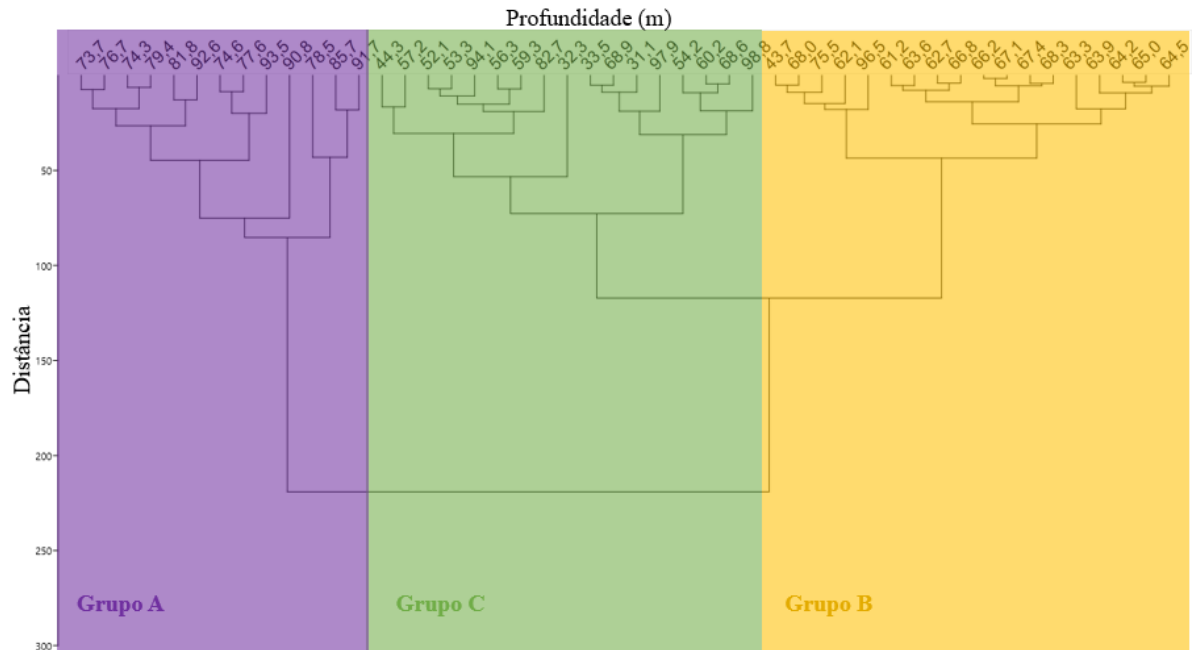
O grupo B, apresentou valores de COT (1,57- 4,85%) variando de médio a excelente, o S1 (0,2 -1,63 mg HC/g rocha) variando de pouco a boa geração natural de hidrocarbonetos, o S2 (5,15- 19,65 mg HC/g rocha) variou de bom a excelente potencial gerador e os valores de IH (327 – 405 mg HC/g COT) apresentaram como indicativo de potencial para geração de óleo (PETERS; CASSA, 1994).

O grupo C, apresentou valores de COT variando de baixo a alto (0,91 - 2,12%), S1 (0,07 – 0,52 mg HC/g rocha) sendo classificado por pouca geração natural, o S2 (1,56 -6,18 mg HC/g rocha) caracterizado por baixo potencial de geração de hidrocarbonetos, o IH (171 – 310 mg HC/g COT) sendo indicativo de potencial para geração de gás e condensado (PETERS; CASSA, 1994).

Tabela 1- Parâmetros obtidos na pirólise Rock-Eval, COT = carbono orgânico total (%), S1 = hidrocarbonetos livres (mg/g rocha), S2 = potencial de geração de hidrocarbonetos (mg/g rocha), Tmáx = temperatura máxima (°C), IH = índice de hidrogênio (mg/g COT), IO = índice de oxigênio (mg/g COT), IP = índice de produção, RI = Resíduo insolúvel (%) nas amostras do poço 9-FBA-79-BA, Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo

Amostra (Prof. m)	COT (%)	S1 (mg HC/g rocha)	S2 (mg HC/g rocha)	Tmáx. (°C)	IH (mg HC/g COT)	IO (mg CO ₂ /g COT)	IP	RI (%)
31,10	1,42	0,14	4,35	430	306	39	0,031	83,29
32,30	0,91	0,07	1,56	430	171	38	0,043	91,10
33,50	1,24	0,11	3,67	429	296	37	0,029	79,38
43,70	3,05	0,24	10,45	425	343	30	0,022	82,10
44,30	1,40	0,19	2,72	431	194	39	0,065	84,59
52,10	1,85	0,19	4,21	429	228	46	0,043	77,94
53,30	1,78	0,19	3,94	427	221	46	0,046	80,45
54,20	2,06	0,21	5,72	427	278	43	0,035	82,54
56,30	2,08	0,28	4,96	428	238	42	0,053	83,19
57,20	1,66	0,27	3,47	429	209	46	0,072	81,13
59,30	1,71	0,17	4,05	430	237	49	0,040	69,23
60,20	2,12	0,21	5,65	429	267	43	0,036	59,11
61,20	3,54	0,53	12,84	430	363	33	0,040	75,70
62,10	3,23	0,35	10,56	429	327	30	0,032	71,86
62,70	2,68	0,24	9,63	428	359	29	0,024	53,35
63,30	4,85	0,41	19,65	431	405	22	0,020	75,60
63,60	4,01	0,36	14,69	429	366	29	0,024	79,88
63,90	4,07	0,47	15,58	429	383	29	0,029	85,77
64,20	4,41	0,39	17,20	431	390	26	0,022	79,91
64,50	3,36	0,36	13,22	430	393	31	0,027	79,80
65,00	3,65	0,67	14,32	432	392	27	0,045	76,56
66,20	4,40	0,83	16,56	432	376	26	0,048	83,54
66,80	3,45	0,38	12,40	431	359	26	0,030	70,64
67,10	4,24	1,63	15,88	432	375	27	0,093	84,65
67,40	4,63	0,44	17,27	430	373	22	0,025	82,55
68,00	3,12	0,46	10,55	431	338	31	0,042	84,83
68,30	3,80	0,42	14,09	431	371	24	0,029	87,62
68,60	1,92	0,21	5,21	432	271	41	0,039	78,72
68,90	2,06	1,47	6,18	433	300	35	0,192	72,37
73,70	4,48	0,69	24,23	436	541	25	0,028	79,41
74,30	4,43	0,41	23,11	430	522	26	0,017	84,73
74,60	4,60	0,87	26,26	429	571	27	0,032	86,11
75,50	2,00	1,08	6,84	431	342	38	0,136	55,31
76,70	3,52	0,43	19,11	432	543	30	0,022	76,82
77,60	4,57	0,86	26,43	435	578	22	0,032	81,56
78,50	2,73	0,74	11,88	429	435	29	0,059	73,40
79,40	4,08	0,64	21,56	428	528	27	0,029	79,41
81,80	3,83	0,81	19,35	425	505	35	0,040	79,19
82,70	1,10	0,27	2,55	430	232	65	0,096	77,48
85,70	3,31	0,75	15,54	425	469	36	0,046	82,20
90,80	3,32	0,56	20,43	423	615	28	0,027	90,77
91,70	2,07	1,18	10,05	426	486	33	0,105	81,74
92,60	2,23	0,52	11,48	423	515	33	0,043	86,00
93,50	2,75	0,31	15,37	424	559	30	0,020	91,15
94,10	1,07	0,11	2,39	433	223	56	0,044	82,78
96,50	1,57	0,20	5,15	426	328	45	0,037	84,08
97,90	1,69	0,52	5,24	429	310	53	0,090	86,55
98,80	1,12	0,31	3,15	429	281	58	0,090	81,14

Figura 10 - Dendrograma resultante da análise de Cluster para as amostras da Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo, através do software PAST 4.03 (distância euclidiana).

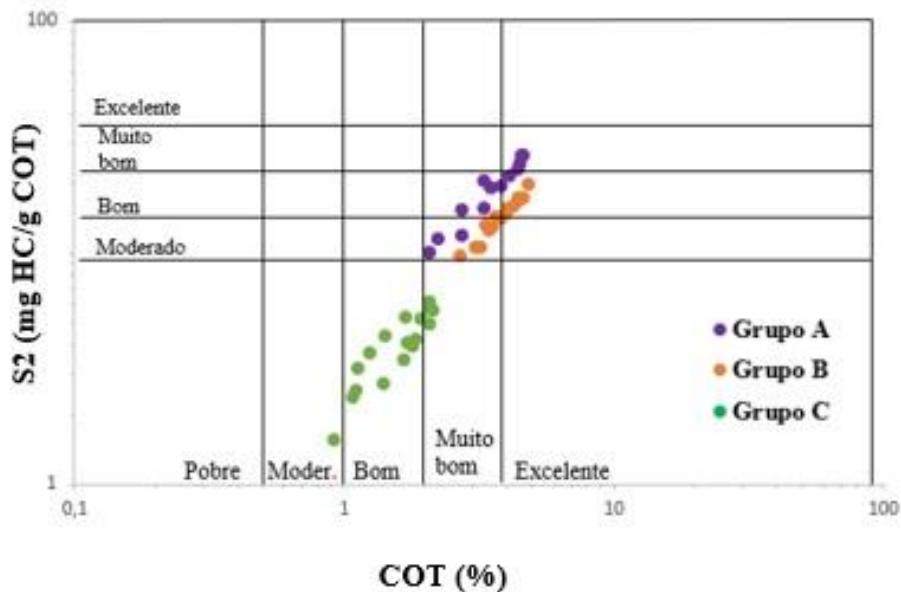


Fonte: autoria própria

Com base em estudo geoquímico e palinológico dessas mesmas amostras, Portella et al. (2016) individualizaram três zonas de palinofácies em função das proporções de matéria orgânica amorfa, palinomorfos e fitoclastos, e concluíram que a variação dos parâmetros geoquímicos foi resultado das diferentes condições climáticas que proporcionaram períodos de elevação e diminuição do nível do lago.

Para ser uma boa geradora de hidrocarbonetos, a rocha deve possuir altos valores de COT, mas isso não significa que toda matéria orgânica possui a mesma eficiência para geração, uma vez que, a depender do seu tipo, a matéria orgânica pode ou não gerar hidrocarbonetos líquidos e/ou gasosos (TISSOT *et al.*, 1974). Dessa forma, a utilização somente do COT como indicador da quantidade de hidrocarbonetos que uma rocha pode gerar não é confiável. Mas ao relacionar esse indicador com o S2, é possível inferir a quantidade matéria orgânica que está presente e quanto hidrogênio está associado a ela. Desse modo, a partir dos parâmetros fornecidos pela pirólise Rock-Eval, é possível concluir que amostras com valores de S2 e COT consistentemente mais altos representam a melhor rocha geradora de hidrocarbonetos (DEMBICKI JR., 2009) (Figura 11).

Figura 11- Classificação do potencial para geração de hidrocarbonetos em função da relação S2 versus COT das amostras da Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo.



Fonte: adaptado Dembicki Jr., H., 2009.

Os valores de Tmax em sua maioria, foram inferiores a 440°C. Para esses valores, deve-se usar a confiabilidade nos valores de S2 acima de 2mg/HC g rocha, portanto, majoritariamente a seção se encontra imatura termicamente para geração de hidrocarbonetos (PETERS, 1986; PETERS; MOLDOWAN, 1993). Apoiado nessa interpretação, os valores de IP foram <0,1, sugerindo igualmente, imaturidade térmica (TISSOT; WELTE, 1984). Justificando essa análise, Portella et al. (2016), a partir do Índice de coloração de esporos (ICE), demonstrou que as amostras analisadas da Formação Pojuca se encontram entrando na janela de geração, com valores de ICE 4,5–5,0.

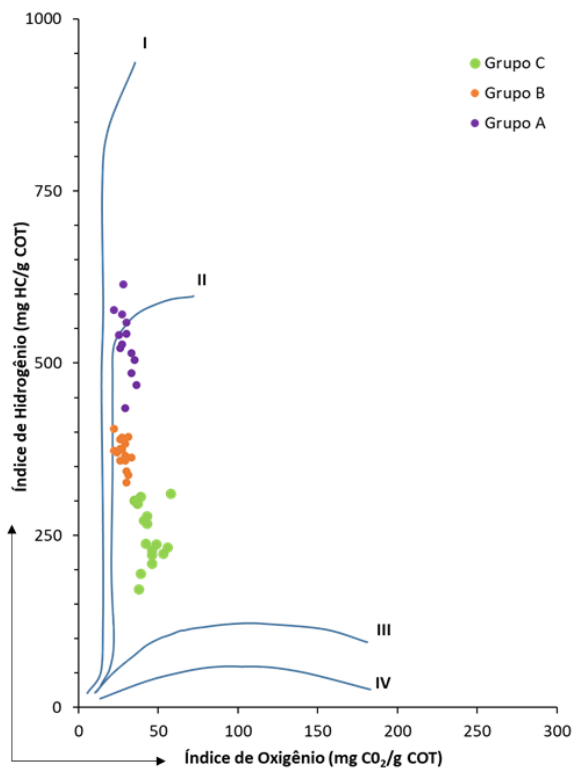
Utilizando o diagrama tipo van Krevelen (Tissot; Welte, 1978, 1984), a partir da correlação do IH, que é aproximadamente equivalente à razão atômica H / C, e do IO que é aproximadamente equivalente à razão atômica O / C (Figura 12), foi possível caracterizar o querogênio presente nos folhelhos da Formação Pojuca como sendo predominantemente dos tipos I/II, derivados de matéria orgânica de boa qualidade para geração de hidrocarbonetos líquidos e gasosos. A maioria dos sedimentos contêm misturas de dois ou mais tipos querogênicos (DEMBICKI JR., 2009), portanto, apesar da classificação do querogênio como sendo predominantemente dos tipos I/II, algumas amostras exibem perfis do tipo II/III, principalmente as do intervalo C.

Convém mencionar que Coutinho (2008), estudando a energia de ativação em amostras de folhelhos geradores da Formação Candeias, verificou que, apesar dos IH e IO classificarem o querogênio como sendo do tipo II, a cinética era característica de querogênio lacustre do tipo I. O autor concluiu que os valores relativamente mais baixos de IH fornecidos pela pirólise, eram devidos a oxidação parcial da matéria orgânica no ambiente sedimentar. É provável que isso também tenha ocorrido durante a deposição dos sedimentos da Formação Pojuca, e que a matéria orgânica precursora do querogênio nela presente, tenha sido parcialmente oxidada diminuindo os valores de IH, levando a uma “falsa” interpretação na classificação das amostras do Grupo A através do diagrama tipo van krevelen.

No poço estudado, observa-se uma nítida tendência de aumento dos valores do IH para as amostras dos grupos A e B, o que indica que durante a deposição desse material ocorreu uma melhor preservação da matéria orgânica em ambientes anóxico a disóxico, respectivamente (Figura 13). No grupo C, ocorre uma diminuição nos valores de IH, o que sugere uma mudança no paleoambiente deposicional, relacionada a uma condição mais óxica, e com algum aporte de matéria orgânica alóctone. Apesar do diagrama IH x RI mostrar que as amostras do grupo C estão no campo de ambiente disóxico, o conjunto de interpretações ao longo deste trabalho, como os valores de IH, IO, S2, COT, sugerem que o ambiente se tornou mais óxico durante o tempo de deposição dos sedimentos representados por essas amostras.

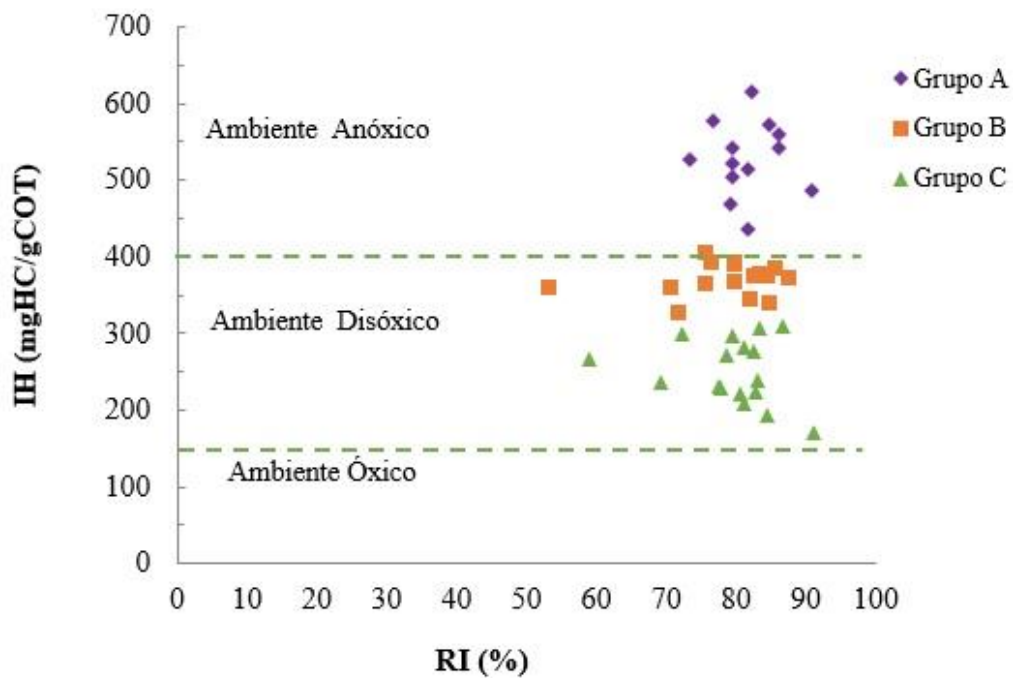
Esta interpretação, se apoia na discussão de Tissot e Welte (1984), na qual, mudanças no tipo de querogênio dentro de uma mesma formação podem ocorrer devido a variações de fácies. Justificando essa análise, Breger e Brown (1962) demonstraram em folhelhos de Chattanooga (Kentucky, Tennessee e Alabama) uma progressiva mudança na composição do querogênio. Observaram, que o querogênio apresentou baixos valores de hidrogênio, quando se encontravam próxima à borda no momento da deposição, sendo, portanto, atribuído a material de origem alóctone, depositado em um ambiente relativamente oxidante. O mesmo, não foi observado à medida que se deslocava em direção ao centro da bacia, verificando dessa vez, um aumento no conteúdo de hidrogênio nos sedimentos coletados.

Figura 12- Diagrama do tipo van Krevelen com distribuição das amostras do poço 9-FBA-79-BA em intervalos, Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo.



Fonte: adaptado Tissot e Welte, 1984.

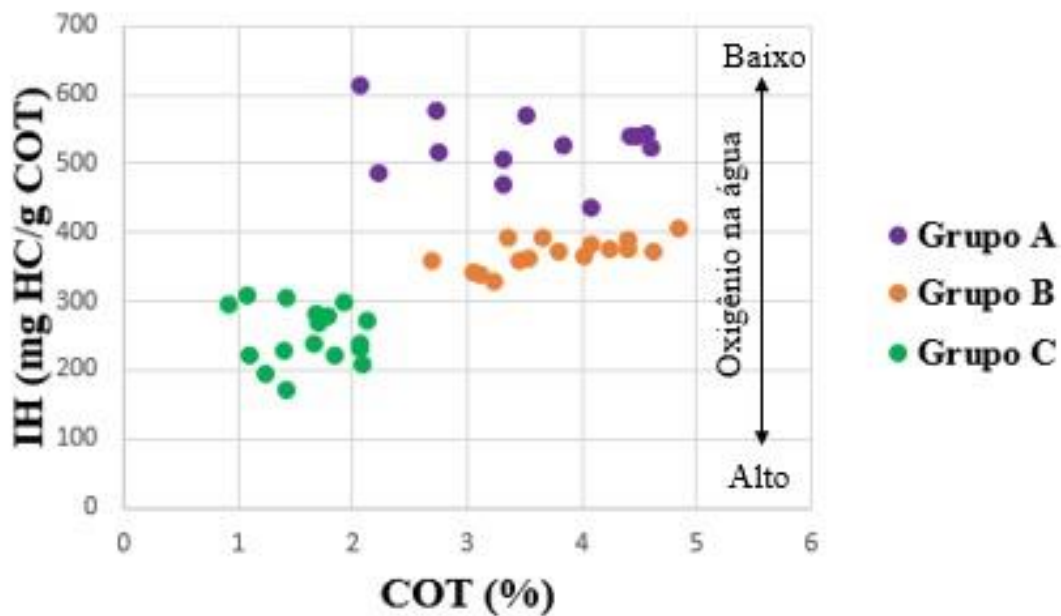
Figura 13- Relação entre os valores de IH e RI para as amostras do poço 9-FBA-79-BA em intervalos, Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo.



Fonte: Euzébio et al., 2016.

Alguns autores (DEAN et al., 1986; ROUTH et al., 1999; ZAMBRANO et al., 2017) usaram a correlação do IH versus COT para inferir a quantidade de entrada de MO alóctones condições de oxigenação da água em diferentes ambientes deposicionais. Tal análise corrobora a justificativa das variações nas condições (por exemplo, regime de oxigênio, hidrodinâmica no fluxo sedimentar) do ambiente, sugerido pelos valores de IH e COT das amostras (Figura 14). As amostras do grupo B e do grupo A, que apresentaram maiores valores de COT, maiores valores de IH e menores valores IO, apontam melhor preservação e/ou produtividade de matéria orgânica, mostrando deposição em condições anóxicas.

Figura 14- Diagrama de teor do índice de hidrogênio versus carbono orgânico total para as amostras de rocha do poço 9-FBA-79-BA em intervalos, Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo.



Fonte: adaptado Routh *et al.*, 1999.

4.3.2 Isótopos estáveis de carbono

Os valores para a razão isotópica $\delta^{13}\text{C}$ do carbono orgânico presente nas amostras de folhelhos refletem a assinatura isotópica dos compostos ali presentes, servindo como registro histórico das contribuições de diferentes fontes de matéria orgânica e das condições físico-químicas do ambiente sedimentar (PEREIRA, 2007).

Observa-se que as amostras apresentaram os valores de $\delta^{13}\text{C}$ variando de -33,83‰ a -21,54‰ (Figura 15), sugerindo fortes alterações nas condições físico-químicas do paleoambiente deposicional. A matéria orgânica presente em ambientes lacustres de água doce

é registrada com valores isotópicos menores que -28‰, enriquecida em ^{12}C , enquanto, em ambientes salinos, devido ao enriquecimento relativo em ^{13}C , os valores de $\delta^{13}\text{C}$ são maiores que -28‰ (GAGLIANONE; TRINDADE, 1988; MELLO *et al.*, 1988).

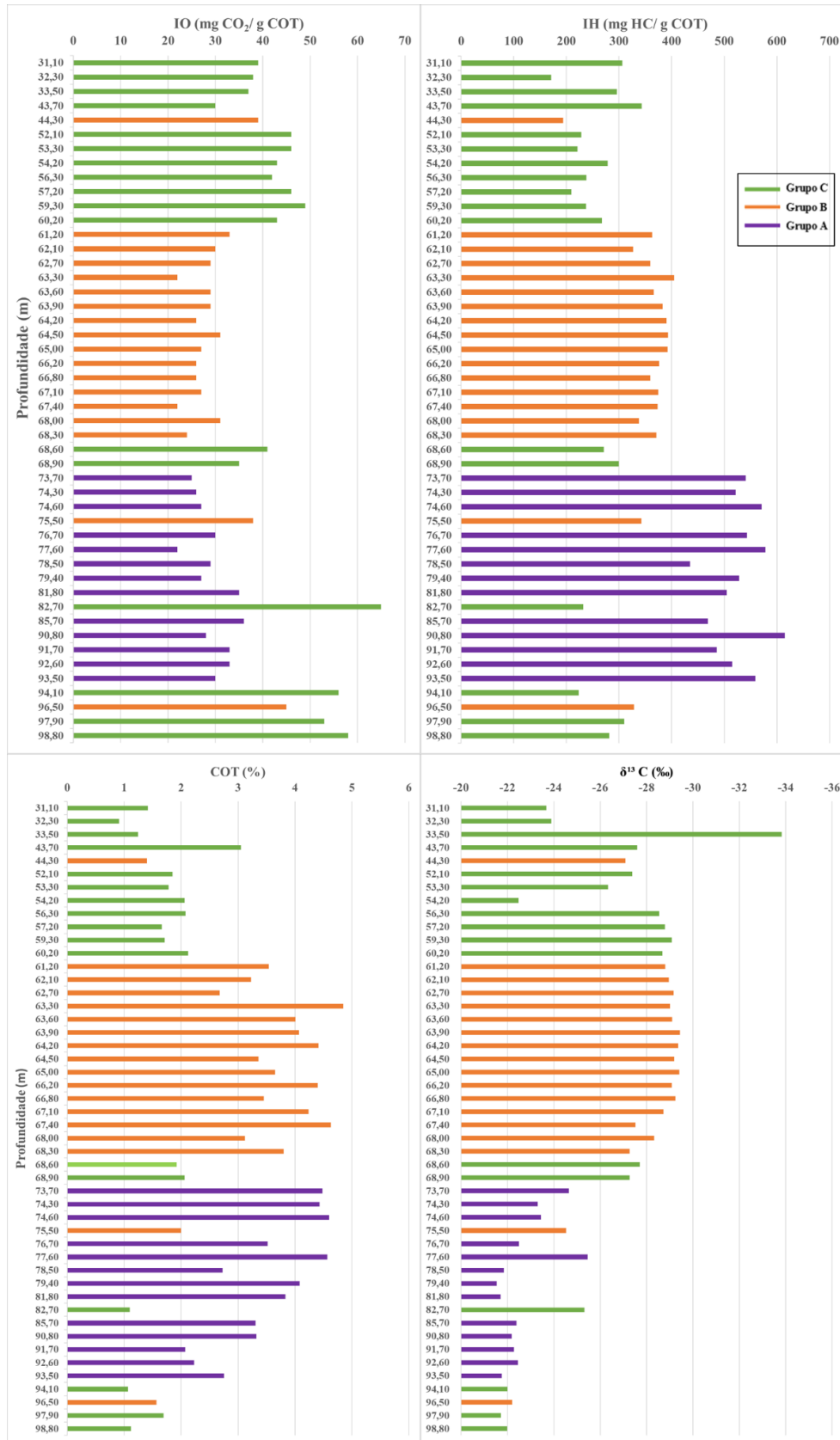
É possível notar que as amostras da base do testemunho apresentaram valores de $\delta^{13}\text{C}$ chegando a -21,54‰, o que é característico de ambiente salino a hipersalino, o que se torna mais evidente ao observar as amostras em relação as suas profundidades (Figura 15). Devido a sua densidade, ambientes salinos não possuem a mesma facilidade de troca de CO_2 com a atmosfera que um ambiente de água doce, tornando-o mais enriquecido em CO_2 contendo mais ^{13}C (PEREIRA, 2007).

A salinidade elevada, indicada pela positividade dos valores de $\delta^{13}\text{C}$ de algumas amostras, sugere ambiente árido com muita evaporação, e que, possivelmente, em alguns momentos quando da deposição da Formação Pojuca houve aporte de águas salinas na bacia, o que pode estar relacionada a águas conatas, que têm sua origem dentro da própria bacia (presentes em poros de rochas sedimentares durante a deposição e soterramento sedimentar) vinda de locais superpressurizados, e apresentam uma salinidade crescente com a sua profundidade (BECKEL, 1984). Através da análise de biomarcadores em diferentes óleos da Bacia do Recôncavo, foram identificados compostos específicos de ambientes relativamente salinos (CASILLI *et al.*, 2014).

Como mencionado acima, o aumento de salinidade pode estar refletindo que a deposição desses sedimentos ocorreu durante um clima árido, promovendo uma maior evaporação e diminuição da coluna d'água, tornando o lago mais salino. Santos (2005) realizou estudo dos ciclos flúvio-deltaicos-lacustres que caracterizam o Andar Buracica (Barremiano) na Bacia do Recôncavo. Segundo o autor, a progradação flúvio-deltaica é favorecida em períodos úmidos, com maior influxo de água e elevação do nível de base. Após, ocorre redução do nível de base, com a implantação de condições de maior aridez e maiores taxas de evaporação. Folhelhos pretos enriquecidos em carbono orgânico ocupariam uma posição específica neste ciclo, segundo o autor, estando relacionados ao estágio inicial em que se reduz o influxo de água e, conseqüentemente, o aporte de terrígenos, para implantação de um regime climático com balanço hídrico negativo (aridização), com redução do nível de base.

Portela e colaboradores (2016) também verificaram uma ciclicidade, na qual se alternam depósitos de sistemas lacustres transgressivos e regressivos devido a ocorrência de flutuações periódicas da lâmina d'água como resultado de variações climáticas com reflexos nas proporções das palinofácies analisadas.

Figura 15- Comportamento dos diferentes parâmetros analisados (COT, IH, IO e $\delta^{13}C$), considerando as amostras da base para o topo, no testemunho do poço 9-FBA-79-BA, Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo



Fonte: autoria própria.

Guzzo (1997) verificou deflexões nos valores da razão isotópica $\delta^{13}\text{C}$ e $\delta^{18}\text{O}$ de carbonatos presentes em folhelhos da Formação Pojuca. Apoiado nesses valores, concluiu que as deflexões são devidas a um aumento da produtividade orgânica, em virtude ao maior influxo de água em condições de lago baixo estratificado, por efeito, da evaporação anterior.

Adotando-se os modelos de Santos (2005), Portela e colaboradores (2016) e Guzzo (1997), as amostras do Grupo A testemunhariam este contexto inicial de queda do nível do lago, sob balanço hídrico negativo, representado por valores menos negativos para a razão $\delta^{13}\text{C}$, indicativa de maior salinidade relativa devido à evaporação da água do lago. As amostras do Grupo C (com valores predominantemente depletados para a razão de $\delta^{13}\text{C}$; predominantemente mais negativos) registrariam um período com maior influxo de água e consequente elevação do nível de base (nível do lago), sob clima mais úmido e maior aporte de constituintes terrígenos. Já as amostras do Grupo B marcariam a transição entre as duas condições, ocorrendo mais influxo de terrígenos e consequente maior oxigenação no lago, em comparação com o Grupo A, porém ainda com boas condições para preservação da matéria (Figura 15).

Tal interpretação está compatível com o proposto por Amaral e colaboradores (2020), em que o autor relata que, ao analisar amostras da Formação Candeias, os folhelhos negros enriquecidos em matéria orgânica estão associados a deposições em clima árido (reduzido influxo de água, com condições propícias à estratificação do corpo d'água, ao desenvolvimento de anoxia de fundo e à consequente preservação da matéria orgânica), enquanto as camadas menos enriquecidas em matéria orgânica estariam relacionadas a deposições em clima úmido (que possibilita maiores descargas fluviais, proporcionando a circulação e consequente oxigenação da massa d'água).

4.4 CONCLUSÕES

A hipótese de que a Bacia do Recôncavo não foi por completo avaliada, se torna cada vez mais coerente ao logo deste artigo. Para isso, é necessária uma abordagem além da simplista, usando um olhar diferente sobre vários ângulos de avaliação, sendo possível diminuir os riscos de perspectivas e investimentos determinando a riqueza e maturidade da rocha geradora.

Com base nos dados de geoquímica orgânica (parâmetros de Pirólise de Rock-Eval e isótopos estáveis de carbono orgânico) das amostras de folhelho da Formação Pojuca do poço 9-FBA-79-BA, na Bacia do Recôncavo, foi possível determinar um excelente potencial

gerador, evidenciado pelos valores de COT, S1 e S2. O querogênio presente é predominantemente dos tipos I/II, possivelmente resultante de matéria orgânica amorfa em diferentes níveis de oxidação, e algumas amostras apresentam querogênio do tipo II/III devido algum aporte de matéria orgânica alóctone. Tmax e IP indicam que as amostras se encontram imaturas termicamente para a geração 3 de hidrocarbonetos, sem efeitos térmicos importantes devido a insuficiência de soterramento.

O perfil de $\delta^{13}\text{C}$, variável ao longo do testemunho estudado, sugere diferentes condições físico-químicas no paleoambiente deposicional, tornando possível a interpretação de que a matéria orgânica é característica de um ambiente lacustre com variação de salinidade, podendo estar relacionada com a deposição dos sedimentos em um clima árido com elevada evaporação, possivelmente, com contribuição de presença de águas conatas

4.5 AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer ao Programa de Pós-Graduação em Geoquímica: Petróleo e Meio Ambiente (POSPETRO) da Universidade Federal da Bahia (UFBA) e à Faculdade de Geologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), por todo o apoio durante a elaboração deste artigo.

Esta pesquisa foi realizada em associação com o projeto em andamento de P & D registrado como ANP N°20075-8, “Project Petroleum Systems Research in Brazilian Sedimentary Basins” (UFBA / Shell Brasil / ANP) - título de projeto da ANP (Pesquisas em Sistemas Petrolíferos de Bacias Sedimentares Brasileiras), patrocinado pela Shell Brasil sob a aplicação da P & D da ANP como “Compromisso de Investimentos com Pesquisa e Desenvolvimento”; e a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES, Brasília, Brasil) pela bolsa de estudo - código de financiamento 001.

5 BIOMARCADORES SATURADOS E PALEOAMBIENTE DEPOSICIONAL DA FORMAÇÃO POJUCA, BACIA DO RECÔNCAVO, BRASIL

Resumo

Os primeiros estudos referentes a Bacia do Recôncavo se encontram datados desde século XIX, porém somente a partir de 1937 começou a ser citada no âmbito petrolífero e apenas em 1939 ocorreu a descoberta do primeiro poço com acumulação significativa de petróleo. Parte integrante do sistema de riftes intracontinentais Recôncavo-Tucano-Jatobá, a Bacia do Recôncavo retrata um rifte abortado intracontinental, preenchido por sedimentos continentais e se caracteriza por uma arquitetura de gráben e horts assimétrica gerada durante o desmembramento do Gondwana, entre o Jurássico tardio e o Cretáceo inicial. Mesmo já tendo sido intensamente explorada não descarta a possibilidade da bacia possuir outros níveis de folhelhos com potencial gerador de hidrocarbonetos; A ANP considera que a Formação Pojuca também apresenta alto potencial gerador, ponderando que a mesma ocorre, em boa parte da bacia, fora da janela de geração. Assim, este trabalho objetiva avaliar o paleoambiente deposicional a partir dos biomarcadores saturados dos folhelhos da Formação Pojuca, depositadas na fase sin-rifte. Foram utilizadas 45 amostras de folhelhos provenientes de um furo de sondagem rasa de um poço 9-FBA-79-BA, localizado próximo à cidade de Aramari, no NE estado da Bahia. Com base nos dados de geoquímica orgânica (HTPS e biomarcadores saturados) foi possível determinar a contribuição de matéria orgânica de origem lacustre, a imaturidade termal das amostras e comprovar uma ciclicidade no ambiente deposicional devido à alta produtividade algálica, principalmente nas amostras da base do testemunho. Sendo possível ainda inferir um padrão de deposição no lago da Bacia do Recôncavo que varia entre um ambiente com condições mais oxidantes a mais redutoras, estendendo desde o início da fase rifte, com a Formação Candeias até o final da fase rifte com a Formação São Sebastião. **Palavras chaves:** Paleoambiente deposicional; Biomarcadores Saturados; Formação Pojuca; Bacia do Recôncavo.

Abstract

The first studies on the Recôncavo Basin were found dating back to the 19th century, but only from 1937 onwards it began to be mentioned in the oil field and only in 1939 was the discovery of the first well with oil accumulation. An integral part of the Recôncavo-Tucano-Jatobá intracontinental rift system, the Recôncavo Basin depicts an aborted intracontinental rift, filled with continental sediments and characterized by an asymmetrical graben and holt architecture generated during the dismemberment of Gondwana, between the late Jurassic and the early Cretaceous. Even though it has already been intensively explored, it does not rule out the possibility that the basin has other levels of shales with potential to generate hydrocarbons; The ANP considers that the Pojuca Formation also has a high generating potential, considering that it occurs, in a large part of the basin, for the generation window. Thus, this work aims to evaluate the depositional paleoenvironment from the saturated biomarkers of the Pojuca Formation shales, deposited in the syn-rift phase. Forty-five shale agents from a shallow drill hole of a 9-FBA-79-BA well, located near the city of Aramari, in the NE state of Bahia, were used. Based on the organic geochemistry data (HTPS and saturated biomarkers) it was possible to determine the contribution of organic matter of lacustrine origin, the thermal immaturity of the and to prove a cyclicity in the depositional environment due to the high algal productivity, mainly in the base of the . It is also possible to infer a pattern of deposition in the Recôncavo

Basin lake that varies from an environment with more oxidizing to more reducing conditions, extending from the beginning of the rift phase, with the Candeias Formation to the end of the rift phase with the São Sebastião Formation.

5.1 INTRODUÇÃO

No Brasil, existem muitas bacias com características próprias de formação e litoestatigrafia, além de apresentarem importância tanto econômica como geológica, dentre elas pode-se destacar a Bacia sedimentar do Recôncavo. Os primeiros estudos da bacia se encontram datados desde século XIX, porém somente a partir de 1937 começou a ser citada no âmbito petrolífero e apenas em 1939 ocorreu a descoberta do primeiro poço com acumulação significativa de petróleo, desde então as incertezas sobre a geração de hidrocarbonetos na região começaram a ser dissolvidas.

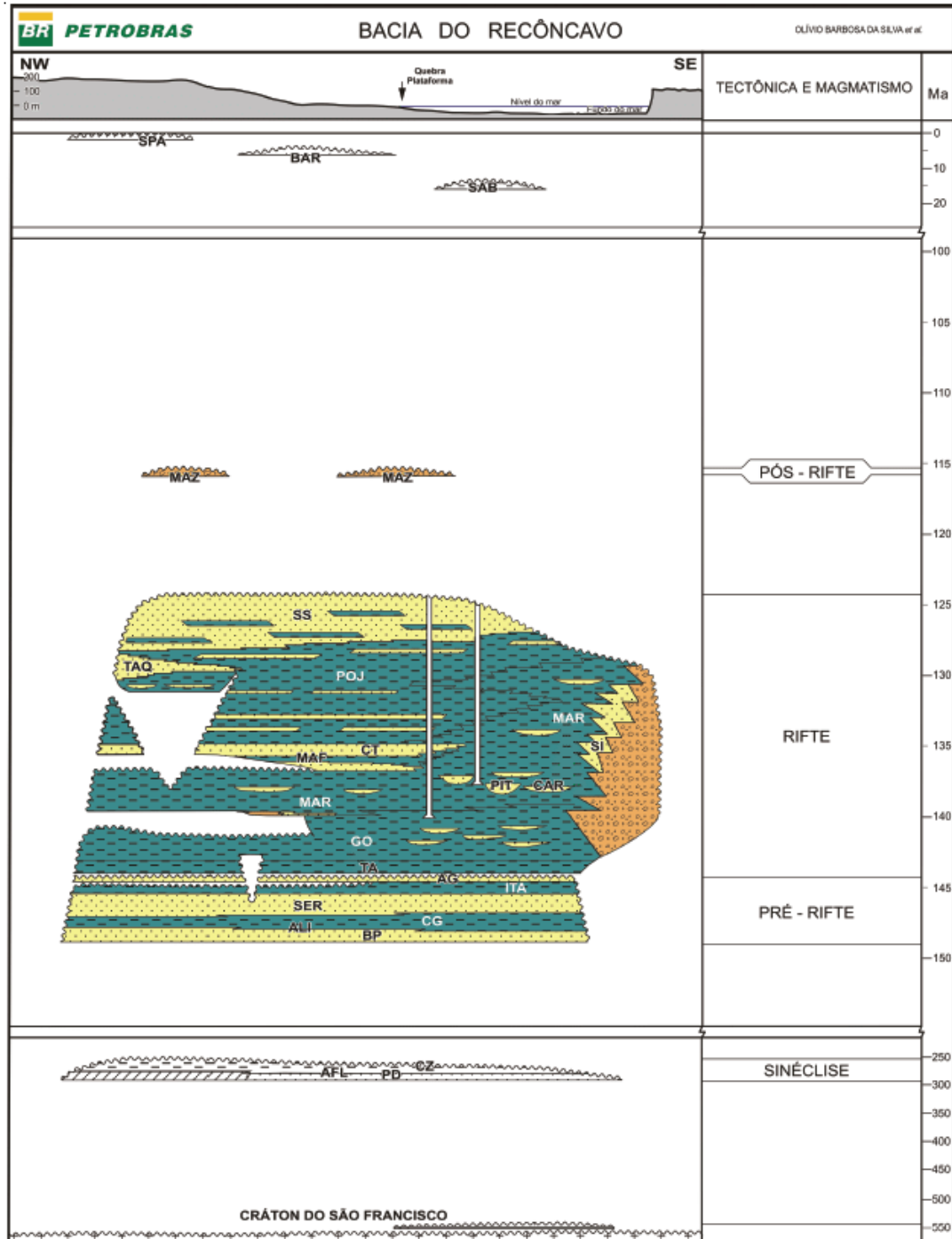
Localizada no centro-leste do estado da Bahia, na porção Nordeste do Brasil, a bacia encontra-se delimitada ao norte pelo Alto de Aporá (que a separa da Bacia do Tucano), a leste pelo sistema de falhas de Salvador, ao sul pelos sistemas de falhas da Barra e a oeste pela falha de Maragogipe e Inhambupe (BALBINOT; KALKREUTH, 2010; PORTELA, 2012), apresentando uma forma alongada NW-SE (Silva *et al.*, 2007).

A geologia da Bacia do Recôncavo está ligada ao rifteamento do paleocontinente Gondwana, a Tetrogênese Mesozóica, devido a um processo de estiramento crustal que se deu na Era Mesozóica, mais especificamente no Eocretáceo. Estando inserida, portanto, no sistema de rifts do Recôncavo-Tucano-Jatobá. Com a ruptura do Gondwana formou-se uma junção tríplice, essa junção deu origem ao Oceano Atlântico e as bacias marginais brasileiras, entre essas bacias algumas se tornaram aulacógenos, como a do Recôncavo.

Segundo Silva e colaboradores (2007), o preenchimento da Bacia do Recôncavo (figura 16) pode ser dividido em 4 fases, a fase sinéclise que ocorreu há 150 milhões de anos, durante o Paleozóico e está relacionada a um contexto de bacia intracratônica. Nessa fase, foram depositados o Membro Cazumba, de ambiente de lagos rasos, e o Membro Pedrão caracterizado por incursões marinhas de ambiente de mar restrito, de idade Permianiana ambos pertencentes à Formação Afligidos (MILHOMEM *et al.*, 2003). A fase pré-rift (entre 150 e 145 milhões de anos atrás) está relacionada aos sedimentos depositados nos primeiros estágios da movimentação da litosfera. Ainda segundo Silva e colaboradores (2007), essa sequência representa três ciclos flúvio-eólico. Os sedimentos se depositaram sob um contexto de lagos rasos, clima árido e com a contribuição de pequenos rios foram depositadas as camadas

conhecidas como red beds, esses sedimentos são encontrados no Membro Boipeba (Formação Aliança, Grupo Brotas), Formação Sergi (Grupo Brotas) e Formação Água Grande.

Figura16- Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo



Fonte: Silva *et al.*, 2007

A fase Rift (145 milhões de anos) indica a ruptura da crosta, dando origem a um lago tectônico resultado da subsidência diferencial da bacia juntamente com uma mudança climática. O estágio inicial lacustre abrange as Formações Candeias (Membros Tauá e Gomo) e Maracangalha. No depocentro da bacia, foram depositados os Membros Tauá e Gomo caracterizados por argilas ricas em matéria orgânica. Posteriormente, rios que formaram deltas progradaram nesse antigo lago promovendo a deposição de sedimentos que compõem o pacote sedimentar chamado de Grupo Ilhas (Formações Marfim, Pojuca e Taquipe). Próximo a falha de Salvador, na borda leste da bacia, foram depositadas cunhas de conglomerados decorrente do relevo elevado que adentravam o lago tectônico e hoje afloram na localidade de Mont Serrat (Formação Salvador). Com a diminuição da taxa de subsidência, o lago foi ampliado e assoreado por sedimentos fluviais da Formação São Sebastião.

Há 110 milhões de anos ocorreu a fase pós-rift, durante a qual a sub-bacia do Recôncavo foi soerguida cerca de 10 m, depositando a formação Marizal, o que está relacionado a leques aluviais e a depósitos compostos por arenitos, conglomerados, folhelhos e calcários.

Na Bacia do Recôncavo as principais rochas que atuam como geradoras são os folhelhos dos membros Gomo e Tauá da Formação Candeias que apresentam valor médio de 1% de carbono orgânico (FIGUEIREDO *et al.*, 1994; GAGLIANONE; TRINDADE, 1988; MELLO *et al.*, 1994). Em posse destas informações, o presente trabalho pretende analisar a geoquímica orgânica de folhelhos do testemunho de um poço perfurado na porção NW da Bacia do Recôncavo pertencentes a Formação Pojuca. A fim de determinar a existência de folhelhos potencialmente geradores de hidrocarbonetos, faz-se necessário um entendimento sobre as condições do ambiente deposicional avaliando principalmente os biomarcadores saturados, mais utilizados no que se refere a origem da matéria orgânica e paleoambiente deposicional das rochas potencialmente geradoras de hidrocarbonetos.

5.2 METODOLOGIA

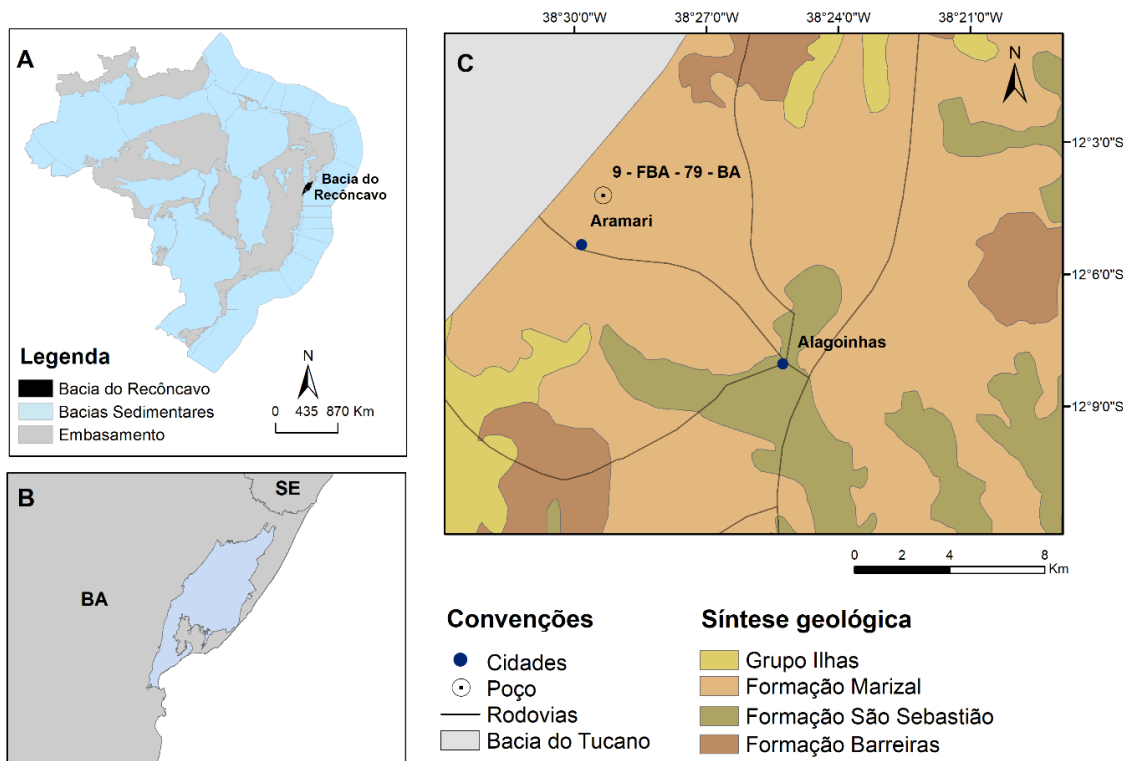
5.2.1 Amostragem

Foram utilizadas 45 amostras compreendidas no intervalo 31,10 a 98,80 m, as quais foram cedidas pela Faculdade de Geologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), e encaminhadas ao Laboratório LEPETRO – Excelência em Geoquímica: Petróleo,

Energia e Meio Ambiente no Instituto de Geociências (IGEO) pertencente à Universidade Federal da Bahia (UFBA) para as análises de geoquímica orgânica.

As amostras de folhelhos da Formação Pojuca são provenientes de um furo de sondagem rasa, do poço 9-FBA-79-BA (Figura 17), com testemunhagem contínua. Este poço foi perfurado nos anos 80 pela antiga Petromisa, visando a prospecção de sulfetos e cujo acervo de dados hoje se encontra sob os cuidados da Petrobras. Localizado na porção NE do estado da Bahia, próximo a cidade de Aramari, na borda noroeste da bacia, em região próxima ao limite com a Bacia do Tucano.

Figura 17- A) localização da Bacia do Recôncavo no território brasileiro B) Estados que a delimitam a Bacia do Recôncavo e C) Mapa de localização do poço 9-FBA-79-BA da Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo, indicando unidades geológicas



Fonte: adaptado CPRM, 2006.

5.2.1 Análises Geoquímicas

Para a realização das análises cromatografia gasosa whole oil e cromatografia gasosa acoplada à espectrometria de massas (biomarcadores saturados). Inicialmente, as amostras foram tratadas para retirada de possíveis impurezas (raízes, fragmentos de tecidos e outros), fragmentadas com ajuda de um moinho de esfera planetário (Retsch GmbH, modelo PM 400) e peneiradas à 80 mesh.

Para obtenção da matéria orgânica solúvel, foi utilizado o método de extração acelerada por solvente (ASE), que aumenta simultaneamente a temperatura e a pressão para obter mais rapidez e eficiência no processo de extração. O extrator ASE, é programado para operar à temperatura de 150 °C e pressão de 1500 psi, realizando três ciclos de lavagem com diclorometano, num volume de 150 mL deste solvente por amostra, ao total de 15 min para cada ciclo. O procedimento consiste em colocar uma alíquota de cerca de 40 g de cada amostra pulverizada a 80 mesh juntamente com 20% de terra diatomácea em células extratoras metálicas no aparelho Dionex ASE 350.

O extrato de cada amostra foi filtrado com auxílio de um funil com algodão e sulfato de cálcio calcinado para eliminação de água. Posteriormente os extratos foram concentrados a partir da evaporação do solvente diclorometano (DCM) em rotoevaporador e transferidos para vials de 1,8mL, onde foram avolumados com solvente DCM e para a injeção no cromatógrafo a gás com detector de ionização de chama (CG/DIC), marca Agilent, modelo 7890B, para detecção dos hidrocarbonetos totais de petróleo (HTPs) em whole oil.

Para determinação dos biomarcadores saturados foi realizada a cromatografia líquida, utilizando-se colunas de vidro preenchidas com 1,5g sílica gel (fase estacionária), previamente ativada por 4h a 450°C, numa mufla, para remoção de contaminantes orgânicos e umidade. O procedimento tem início com a adição de aproximadamente 20 mg de extratos oleosos a coluna, diluído em n-hexano. Em seguida 30 mL de n-hexano foi utilizado para separação da fração dos saturados, que com o auxílio do rotoevaporador ocorreu a evaporação do solvente. Por fim, a fração foi transferida para vials e diluída com aproximadamente 100µL de n-hexano possibilitando a injeção das amostras em um analisador triplo quadrupolo (CG/MSMS), marca Agilent, modelo 7000D/7890B, no modo de monitoramento de íons (SIM). Os principais biomarcadores de interesse encontram-se nos íons de massas 191, 217 e 259, sendo analisados de formas qualitativa e quantitativa, a partir das análises dos fragmentogramas.

5.3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.3.1 Hidrocarbonetos totais do petróleo e matéria orgânica solúvel

Com a fração da Matéria Orgânica Solúvel (MOS ou betume) devidamente extraída das amostras foram gerados os *fingerprints* para análise dos Hidrocarbonetos Totais do Petróleo (HTPs). Nesta etapa foram analisados todos os extratos orgânicos das amostras do poço 9-FBA-

79-BA, as quais foram acondicionadas em sacos plásticos, apresentando, portanto, contaminação de fitalato, Cromatogramas de amostras representativas de cada grupo são exibidos na Figura 18.

Os cromatogramas apresentaram elevações na linha base (*hump*), as quais representam uma mistura complexa de compostos naftênicos e aromáticos não resolvidos (UCM) pela coluna cromatográfica, devido à imaturidade termal ou possível biodegradação. Associando aos dados já apresentado neste trabalho, a UCM se deve à imaturidade termal para a geração de hidrocarbonetos;

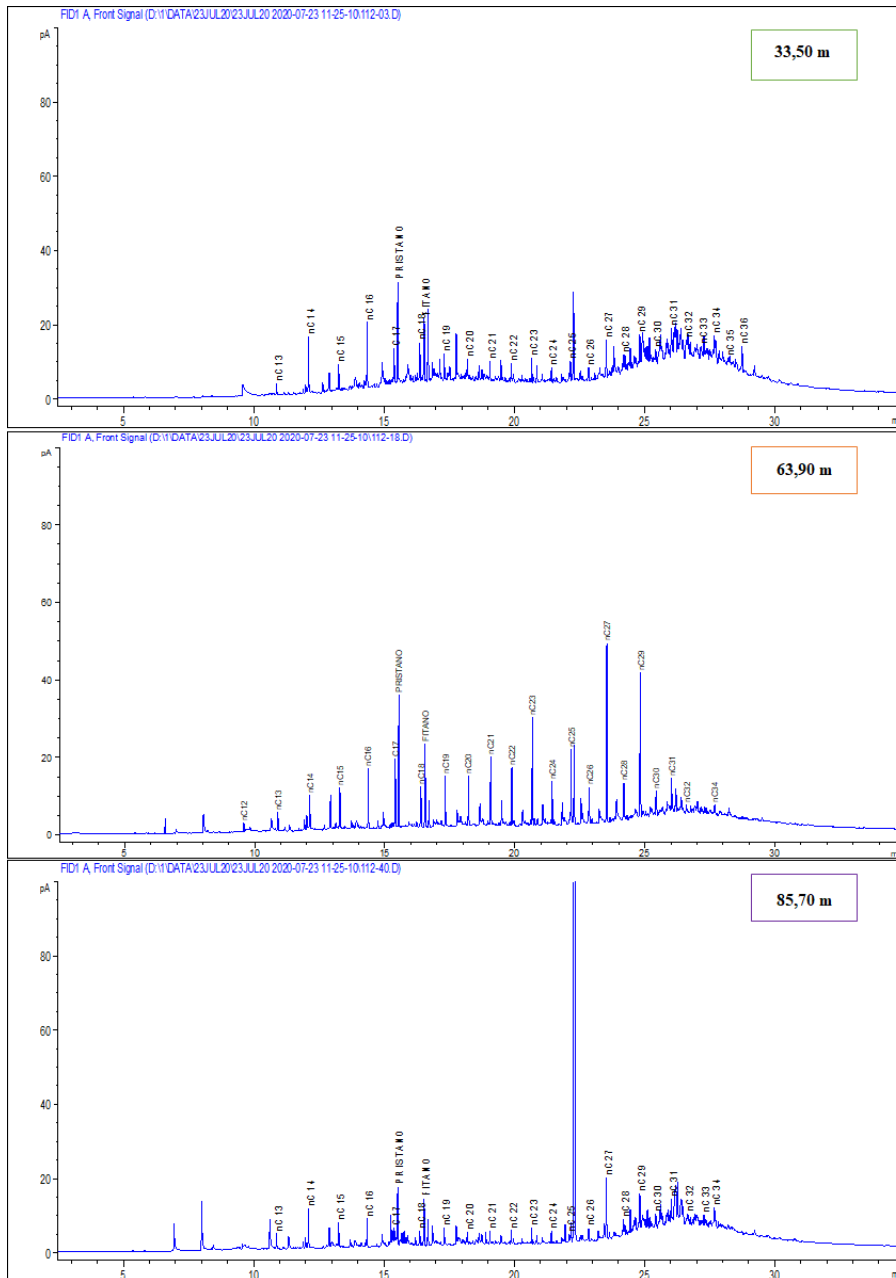
Predominância dos n-alcanos de cadeia longa, com abundância média entre n-C20 a n-C30, indicando contribuição preferencial de matéria orgânica oriunda de algas de água doce, cabendo correlação com os resultados da pirólise Rock-Eval apresentados por Miranda et al (2021, no prelo) estudando essas mesmas amostras, que indicam querogênio dos tipos I/II e III, derivados de matéria orgânica algálica e bacteriana e alguns fitoclastos e material oxidado;

A contribuição de matéria orgânica lacustre fica explícita pela razão entre alcanos de cadeia ímpar frente aos alcanos de cadeia par, o chamado IPC (índice preferencial de carbono). De acordo com os valores da tabela 2, a razão $IPC > 1$, com predominância de n-alcanos ímpares, sugere ambiente lacustre (MALDOWAN et al., 1985; MELLO et al., 1988);

O tipo de matéria orgânica fica mais evidente avaliando a razão TAR proposta por Bourbonniere e Meyer (1996), que demonstra uma razão entre a matéria orgânica terrestre e a proveniente de algas, com o intuito de identificar a fonte da matéria orgânica. Com os valores apresentados para $TAR > 1$ indicam aporte também de matéria orgânica terrestre no ambiente deposicional;

A razão pristano/fitano é muito utilizada para indicar variações na concentração dos isoprenóides através das flutuações do potencial redox (Eh) dos ambientes, durante os estágios iniciais de decomposição da clorofila, sendo utilizada para diferenciar ambientes óxicos de anóxicos (KILLOPS; KILLOPS, 1994; KILLOPS; FREWIN, 1994, PETERS *et al.*, 2005; DUAN *et al.*, 2008). As altas razões indicariam um ambiente mais oxidante, contendo matéria orgânica de fontes terrestre, porém tal razão não se torna compatível com todos os resultados já descritos nesse trabalho. A matéria orgânica não seria preservada se o ambiente fosse oxidante. Portanto, o ambiente pode ser classificado como anóxico a subóxico. Em Portela e colaboradores (2016), é possível observar as palinofácies dessas mesmas amostras, com fotos em luz branca transmitida e em luz ultravioleta incidente, demonstrando a alta preservação e grande predominância de matéria orgânica amorfa (Figura 19).

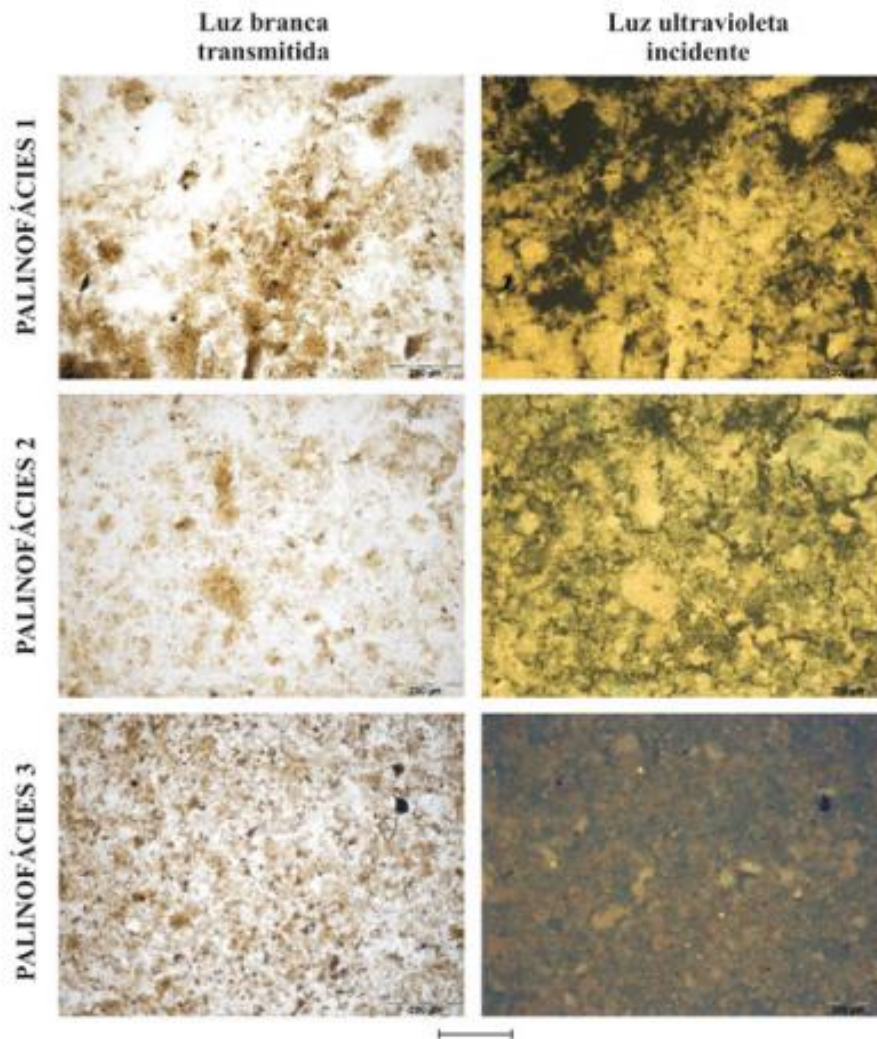
Figura 18 - Cromatogramas das amostras que representam as profundidades de 33,50m, 63,90m e 85,70m.



Fonte: autoria própria.

Outra informação relevante na interpretação dos dados, é a relação entre a concentração dos n-alcanos C17 e C18 em relação aos isoprenóides pristano e o fitano. Segundo Peters e Moldowan (2005) esta razão fornece dados importantes em relação ao grau de maturação da matéria orgânica, uma vez que os processos de craqueamento térmico desta proporcionam um aumento na abundância dos n-alcanos. Os valores apresentados para a razão $\text{pristano}/\text{n-C17}$ e $\text{fitano}/\text{n-C18} > 1$ indicam que os extratos orgânicos estão imaturos.

Figura19- Palinofácies com fotos em luz branca transmitida e em luz ultravioleta incidente. Escalas = 200 μm , par as amostras do poço 9-FBA-79-BA



Fonte: Portela et al., 2016.

A partir da cromatografia líquida, onde obteve-se as três principais frações dos extratos orgânicos, foram quantificadas as percentagens dos compostos saturados, aromáticos e NSO que, quando plotados em diagrama ternário (Figura 20), fornecem informações a respeito da evolução térmica das amostras. A divisão das amostras em grupos ao longo do trabalho, foi utilizado como referência a mesma divisão feita por Miranda et al (2021, no prelo) a fim de facilitar as interpretações e comparação.

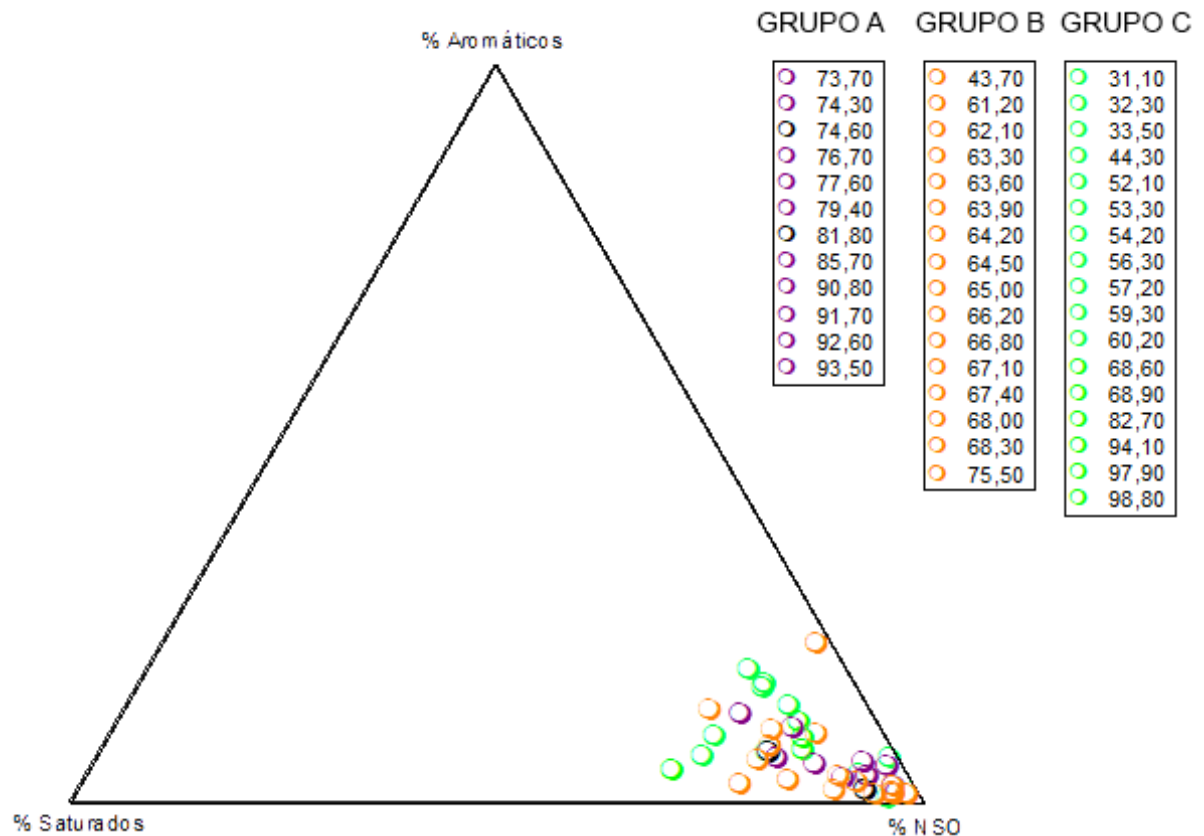
Tabela 2- Razão entre alcanos de cadeia ímpar frente aos alcanos de cadeia par (ICP), razões calculadas utilizando os isoprenóides Pristano e Fitano e os valores de HTP e UCM

Profundidade (m)	HTP (mg/Kg)	UCM (mg/Kg)	P/F	P/ C17	F/C18	TAR	IPC
31,10	50,40	38,23	1,47	1,71	1,94	1,06	<LQ
32,30	70,51	52,67	1,18	2,03	1,86	1,41	1,65
33,50	94,26	72,70	1,41	2,13	1,88	1,24	1,43
43,70	145,48	107,90	1,34	4,20	3,50	1,32	1,92
44,30	100,89	71,25	1,09	2,54	3,18	1,73	2,20
52,10	96,71	66,79	1,39	2,90	1,65	0,98	1,84
53,30	59,82	42,32	1,40	2,58	1,74	0,73	<LQ
54,20	116,25	82,01	1,49	3,74	2,54	1,56	1,88
56,30	12,68	7,34	1,59	3,84	2,91	<LQ	<LQ
57,20	101,50	56,32	1,73	2,31	3,19	1,40	1,85
59,30	21,57	9,88	1,47	1,68	1,44	1,90	2,14
60,20	27,36	17,20	1,45	3,36	2,53	1,73	<LQ
61,20	381,76	252,93	1,50	3,04	3,17	2,09	2,11
62,10	105,47	58,79	1,60	2,44	2,82	2,43	2,74
62,70	10,07	5,20	1,39	2,91	2,57	<LQ	<LQ
63,30	326,90	169,45	1,31	1,87	2,55	2,43	2,64
63,60	179,61	97,91	1,28	1,89	2,54	2,64	2,89
63,90	212,25	109,77	1,47	1,85	2,14	2,30	2,83
64,20	213,02	115,81	1,36	1,76	2,16	2,14	2,68
64,50	118,58	62,33	1,42	1,66	2,09	1,32	2,54
65,00	490,81	276,01	1,42	1,80	2,34	1,85	2,46
66,20	299,50	150,86	1,40	1,88	2,55	2,00	2,65
66,80	156,42	82,93	1,39	1,57	2,01	1,88	2,62
67,10	207,65	108,75	1,36	1,44	2,23	2,01	3,09
67,40	556,88	327,36	1,32	1,71	2,53	1,90	2,58
68,00	133,46	61,04	1,35	1,23	1,71	3,02	3,09
68,30	175,11	87,26	1,38	0,94	1,42	1,41	2,62
68,60	107,19	45,47	1,47	1,49	1,24	4,87	2,71
68,90	57,79	24,24	1,57	1,51	1,25	2,32	2,54
73,70	225,79	93,81	1,80	1,83	1,53	4,13	3,13
74,30	266,65	142,87	1,49	2,17	1,89	2,46	2,70
74,60	240,73	112,94	1,68	2,49	2,20	3,39	3,43
75,50	34,34	19,74	1,60	2,96	2,41	1,18	2,39
76,70	259,55	157,17	1,70	2,53	2,92	2,06	2,79
77,60	280,29	127,26	1,73	1,65	1,30	3,16	2,97
78,50	5,24	2,78	1,01	1,09	1,71	<LQ	<LQ
79,40	284,17	183,76	1,88	2,82	3,18	0,44	0,50
81,80	381,64	247,57	1,87	2,74	3,93	1,42	2,07
82,70	92,23	68,39	1,50	3,37	3,13	1,21	1,76
85,70	201,05	134,58	1,55	2,60	3,50	1,75	2,26
90,80	657,21	437,79	2,00	2,32	3,75	1,86	1,01
91,70	126,04	78,53	2,19	2,94	2,67	2,10	1,40
92,60	24,29	12,97	3,04	2,71	2,82	1,70	<LQ
93,50	147,90	91,36	2,84	2,71	3,19	1,78	2,29
94,10	68,27	40,57	1,74	2,45	2,87	1,61	2,09
96,50	28,63	15,98	1,43	6,54	2,52	<LQ	<LQ
97,90	66,55	35,00	1,41	3,15	3,20	2,26	2,30
98,80	54,06	25,72	1,73	2,88	1,20	1,73	2,08

Com a interpretação dos resultados expostos, é possível constatar que as amostras apresentam maior abundância de compostos NSO em detrimento de compostos saturados e aromáticos (Figura20). Essa avaliação valida a interpretação de imaturidade termal das

amostras do poço em estudo, uma vez que extratos orgânicos termicamente mais evoluídos possuem maiores quantidades de hidrocarbonetos saturados em relação aos aromáticos e compostos altamente polares (NSO) por efeito de craqueamento das moléculas mais pesadas em compostos mais leves (ROLLRBACK, 1983). Essa leitura se torna coerente com o observado por Amaral et al (2020), ao analisar amostras das Formações Candeias e Maracangalha, o que torna pertinente as interpretações levantadas sob um olhar de evolução estratigráfica da Bacia do Recôncavo.

Figura 20 –Diagrama ternário com as frações dos compostos saturados, aromáticos e NOS das amostras da Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo



Fonte: autoria própria

5.3.2 Biomarcadores saturados

A análise dos biomarcadores da fração dos hidrocarbonetos saturados foi realizada com o intuito de melhor avaliar a origem e *input* da matéria orgânica, as condições de deposição, bem como determinar do nível de maturidade termal das amostras. A avaliação dos biomarcadores permite reconstituições acerca da origem da matéria orgânica geradora do

petróleo ou extratos orgânicos de rocha, ambiente deposicional, evolução térmica e índice de biodegradação (PETERS *et al.*, 2005).

A partir da proporção dos esteranos regulares C27, C28 e C29 é possível avaliar o tipo de matéria orgânica no ambiente deposicional. Os esteranos C27 têm origem predominantemente de plâncton marinho, os C28 são originados dos fungos, plâncton e algas e os esteranos C29 são originados a partir de plantas superiores e algas verdes (WAPLES; MACHIHARA, 1991).

Os padrões e as concentrações relativas de distribuição de esteranos são usados para interpretação de origem da matéria orgânica e podem diferenciar configurações de deposição (Peters *et al.*, 2005). O diagrama ternário apresentado, a partir das amostras do poço em estudo (Figura 21), permite inferir a proveniência da matéria orgânica, porém, a presença de esteranos C27, C28 e C29 podem ter origem diferentes das citadas anteriormente (VOLKMAN, 2003). Nos resultados observados para as amostras em estudo, não se observa a predominância do esteranos C28 (lacustre), contudo está congruente com o descrito por Mello *et al.* (1988).

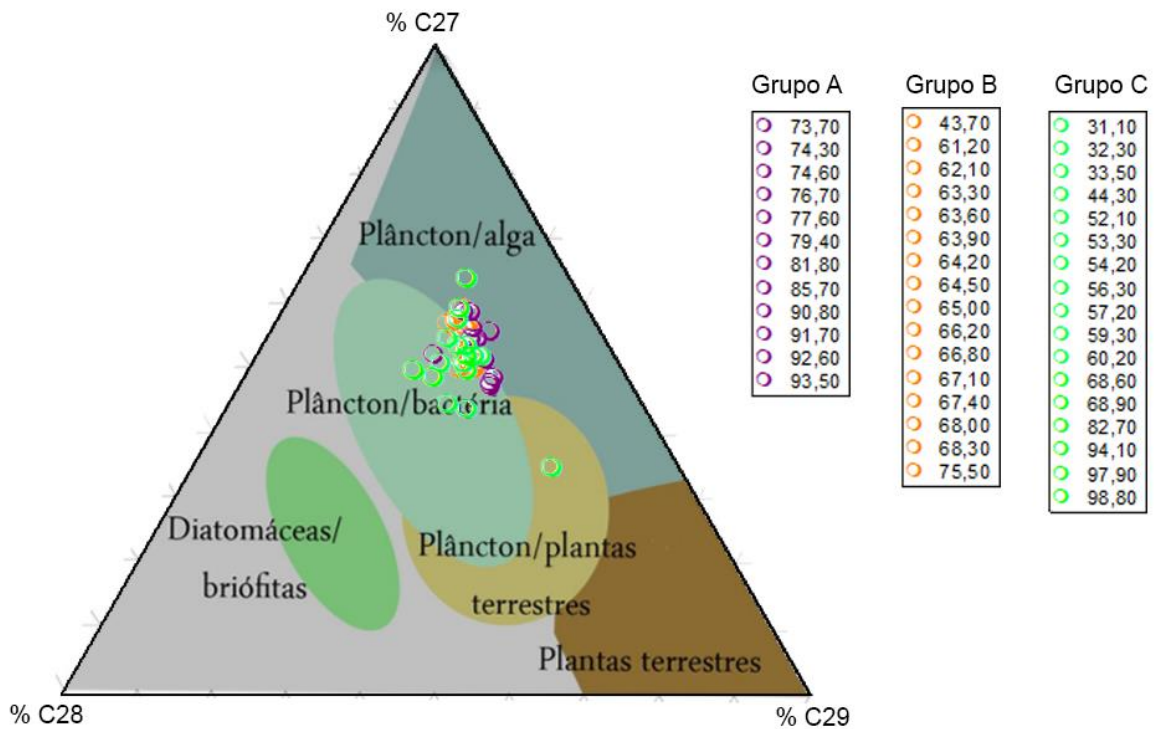
Mello e colaboradores (1988) notaram mais representatividade dos esteranos C27 e C29 em amostras de petróleos gerados por matéria orgânica lacustre de água doce de diversas bacias sedimentares brasileiras. A interpretação dos autores foi que se pode esperar que tais ambientes recebam grandes contribuições de material vegetal superior, cujos esteróis precursores são principalmente C29, enquanto o C27 é derivado do fitoplâncton lacustre. A figura 6 contém o diagrama ternário com os esteranos regulares C27, C28 e C29 das amostras em estudo (percentagens apresentadas na tabela 3) em comparação com os dados gerados por Mello e colaboradores (1988) que sugeriram *input* de representantes predominantemente de fitoplâncton lacustre e, secundariamente, de vegetais superiores.

Esta avaliação justifica a abundância dos terpanos tricíclicos em relação aos hopanos (razão tricíclicos/hopanos) para as amostras estudadas (Figura 22). A razão tricíclicos/hopanos é um parâmetro de *input* de matéria orgânica baseado na razão entre os marcadores biológicos específicos dos tricíclicos (originados predominantemente a partir matéria orgânica algálica) e dos hopanos, originados a partir de bactérias, principais precursoras dos hopanos (PETERS *et al.*, 2005).

Tabela 3 - Percentagens de esteranos C27, C28 e C29, razão hoapano/esterano e TPP/(TPP+DIA) para as amostras da Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo.

Profundidade(m)	C27(%)	C28(%)	C29(%)	Hopanos/Esteranos	TPP/(TPP+DIAS)
31,10	35	17	48	1,60	0,81
32,30	52	18	30	1,41	0,62
33,50	44	24	32	2,29	0,57
43,70	57	20	23	1,58	0,35
44,30	52	19	29	2,03	0,56
52,10	51	24	25	3,49	0,51
53,30	45	26	29	2,43	0,39
54,20	54	20	26	3,56	0,64
56,30	54	19	27	3,24	0,40
57,20	58	18	24	2,57	0,72
59,30	51	21	28	3,73	0,45
60,20	55	21	24	4,21	0,47
61,20	55	18	27	3,04	0,36
62,10	51	19	30	3,03	0,26
63,60	57	17	26	2,63	0,13
63,90	50	20	30	2,82	0,20
64,20	53	19	28	2,83	0,25
64,50	57	18	26	2,68	0,29
65,00	52	19	28	3,16	0,28
66,20	53	20	27	2,87	0,24
66,80	50	22	28	2,49	0,51
67,10	51	20	29	4,36	0,23
67,40	56	19	25	2,49	0,22
68,00	53	19	28	2,57	0,22
68,30	51	20	29	2,32	0,25
68,60	50	21	29	2,09	0,36
68,90	52	20	28	2,96	0,33
73,70	59	17	24	3,03	0,78
74,30	52	24	23	2,04	0,85
74,60	55	18	27	1,98	0,88
75,50	60	17	24	2,27	0,77
76,70	55	17	28	2,37	0,85
77,60	49	18	33	2,23	0,90
79,40	57	17	27	2,37	0,83
81,80	44	24	32	1,99	0,41
82,70	49	26	25	2,24	0,76
85,70	59	16	25	2,41	0,86
90,80	47	19	33	1,97	0,84
91,70	52	18	31	1,71	0,82
92,60	56	15	29	1,26	0,82
93,50	48	19	33	1,09	0,64
94,10	50	28	22	2,09	0,75
97,90	64	14	22	2,01	0,69
98,80	59	17	23	1,92	0,69

Figura 21 - Diagrama ternário com os esteranos C27, C28 e C29 das amostras da Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo

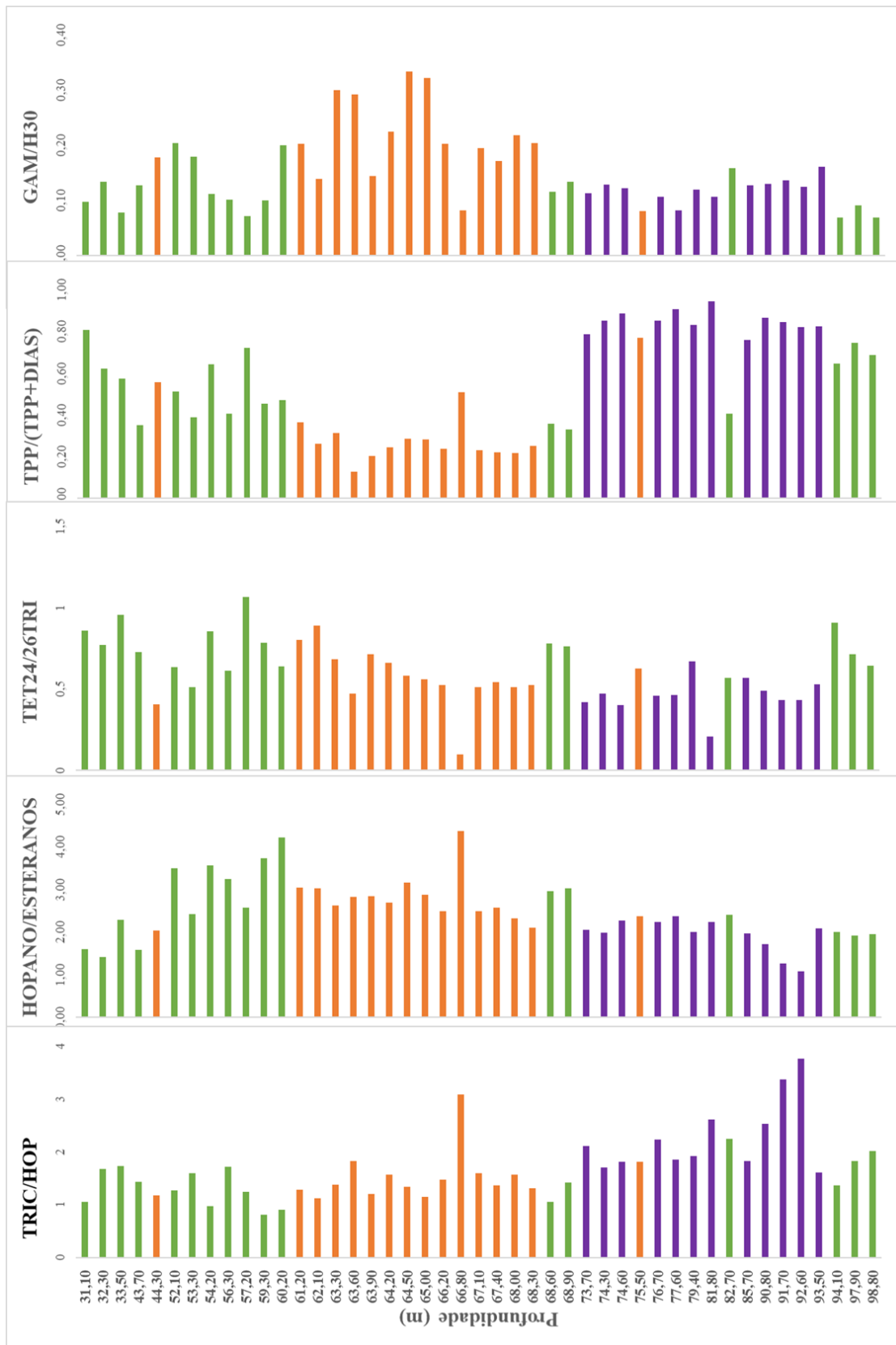


Fonte: Autora, 2021. Modificado de Nascimento (2018), proveniente de Martins (2014); baseado em Huang; Meinschein (1979); Hatem *et al.* (2016).

Nos depósitos lacustres o tipo de matéria orgânica preservada é controlado por diversos fatores (clima, tamanho e profundidade do lago) (KELTS, 1988), podendo variar desde completamente autóctone até quase toda proveniente de fora do lago (MEYERS; ISHIWATARI, 1993). Gonçalves (2001) relata em seu estudo que a principal fonte de matéria orgânica autóctone nos lagos são os organismos primários, principalmente algas.

Ao fazer uma avaliação é possível observar que a contribuição de algas é majoritariamente maior explicitada nas amostras da base do testemunho, enquanto nas demais amostras essa contribuição é menos significativa. A presença de algas é comum em ambientes lacustres, principalmente associada a condições de baixa turbidez, elevada umidade e aporte de nutrientes (principalmente P e N), existindo correlação positiva entre a abundância de algas e bactérias (JANSONIUS; MCGREGOR, 2002). Nabbefeld e colaboradores (2010) complementam, sugerindo que terpanos tricíclicos seriam produzidos por organismos procarióticos como parte de seu metabolismo ou como resposta a algum tipo de stress (químico) ambiental, possivelmente relacionado as condições anóxicas e alcalinas do paleoambiente.

Figura 22 – Razões Tricíclicos/ Hopanos Hopanos/Esteranos, TET24/26TRI, TPP/(TPP+DIAS), GAM/H30 versus profundidade das amostras do poço 9-FBA-79-BA, da Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo

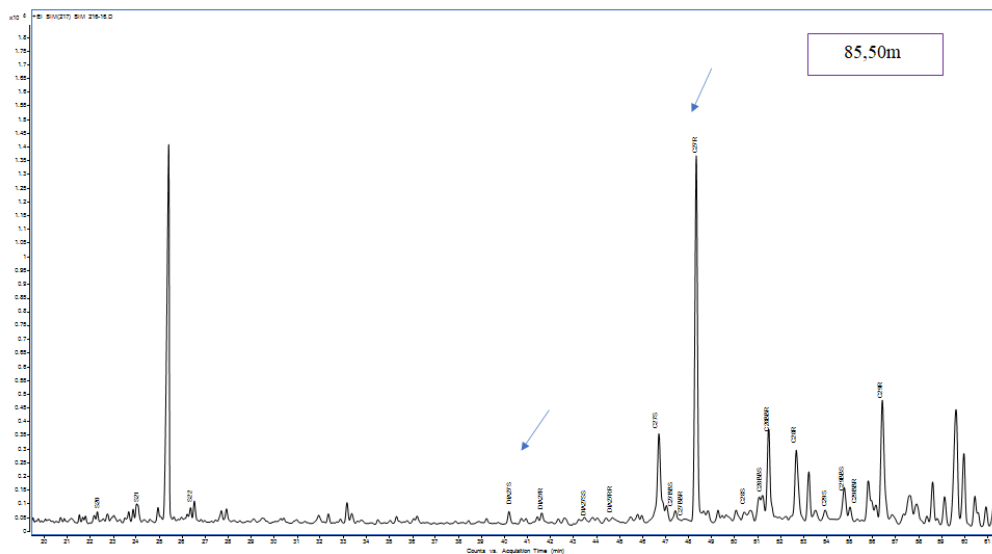


Fonte: autoria própria

Essa interpretação é condizente com o proposto por Amaral e colaboradores (2020), que observaram a mesma feição para as amostras da Formação Candeias. Similarmente, esta avaliação também se apoia no artigo de Portela et al (2016), onde é possível observar a grande predominância de matéria orgânica amorfa, justificado pelas baixas razões Tet24/26 Tric para as amostras da base, e pelo conjunto de dados citados no trabalho Miranda et al. (2021, no prelo) (COT, IH, IO e $\delta^{13}\text{C}$), que sugerem que a matéria orgânica parece estar mais bem preservada, indicando um paleoambiente um pouco mais anóxico.

Ao observar o cromatograma na Figura 23, vemos a alta predominância dos C27 esteranos e a baixa abundância dos diasteranos, justificado devido à grande predominância algálica. Essa relação explica, conseqüentemente a razão TPP/TPP+DIA.

Figura 23 – Cromatograma de massas demonstrando a abundância dos Esteranos C27 em relação aos diasteranos (m/z: 217) presentes nas amostras da Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo



Fonte: autoria própria

Uma das razões mais notáveis para distinguir os diferentes ambientes deposicionais, é a razão Hopanos/Esteranos, a qual representa matéria orgânica depositada em ambiente lacustre de água doce, quando os valores para essa razão forem maiores que 5, faixa definida por Mello e colaboradores (1988). A predominância de hopanos sobre os esteranos também é relatada por Peters e colaboradores (2005) como maior contribuição de bactérias procarióticas (hopanos) em detrimento de organismos eucarióticos (algas e plantas superiores, originando os esteranos), sendo muito comum em extratos orgânicos de rochas e em petróleo originados por rochas geradoras não marinhas. Porém, em ambientes nos quais se tenha alta concentração matéria

orgânica algálica bem preservada, essa razão pode sofrer modificações. Nesses casos, a maior abundância dos esteranos, provoca a queda no valor da razão hopanos/esteranos, colocando-a abaixo dos valores observados por Mello e colaboradores (1988) para os petróleos originados a partir de matéria orgânica lacustre. Essa interpretação, se torna coerente com as avaliações das abundâncias dos esteranos regulares C27, C28 e C29, juntamente com a proporção de matéria orgânica amorfa (Portella *et al.*, 2017) e dos valores da razão Tricíclicos/Hopanos (Tabela 4).

A razões entre os esteranos C29 5 α (H), 14 α (H), 17 α (H) - 20S / (20S + 20R), $\alpha\beta\beta/\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha$ e Ts/Ts+Tm constantes na tabela 3 são usados como indicadores das condições de sedimentação assim como o grau de evolução térmica (PETERS *et al.*, 2005). Os valores dessa razão corroboram a interpretação feita anteriormente com os dados pristano/ n-C17 e fitano/ n-C18, que todas as amostras se encontram imaturas termicamente para a geração de hidrocarbonetos.

Em petróleos e extratos de rochas geradoras de hidrocarbonetos, os terpanos tricíclicos são potencialmente onipresentes e têm sido amplamente discutidos na literatura desde o início dos anos 1970. Anders e Robinson (1971) e Gallegos (1971) descreveram os homólogos inferiores (C19-C24) no betume e óleos do Green River Shale. Analisando o cromatograma de uma das amostras utilizada como exemplo na Figura 24, observa-se a predominância dos TRIC19 e 20 frente aos demais.

Essa predominância é compatível e justificada pelos estudos realizado por Aquino Neto e colaboradores (1983), o qual investigando sistematicamente as distribuições de terpanos tricíclicos em petróleos e extratos de rochas geradoras formado em uma variedade de ambientes deposicionais e mostrou que o membro C23 é frequentemente o homólogo dominante em petróleos originados de uma geradora marinha, enquanto os membros C19 e C20 são mais abundantes em petróleos originados de rocha geradora lacustre (PETERS; MOLDOWAN, 2005).

Os terpanos pentacíclicos englobam compostos com esqueleto do tipo hopano e não-hopanóides. Dentre os não hopanóides encontra-se o gamacerano, o qual é comumente relacionado como sendo de origem do tetrahymanol que ocorre em águas salinas (FU; SHENG, 1989; SINNINGHE DAMSTE *et al.*, 1995).

Tabela 4 - Razões esteranos C29 S/S+R, $\alpha\beta\beta/\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha$ e TS/(TS+TM) pela profundidade das amostras da Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo.

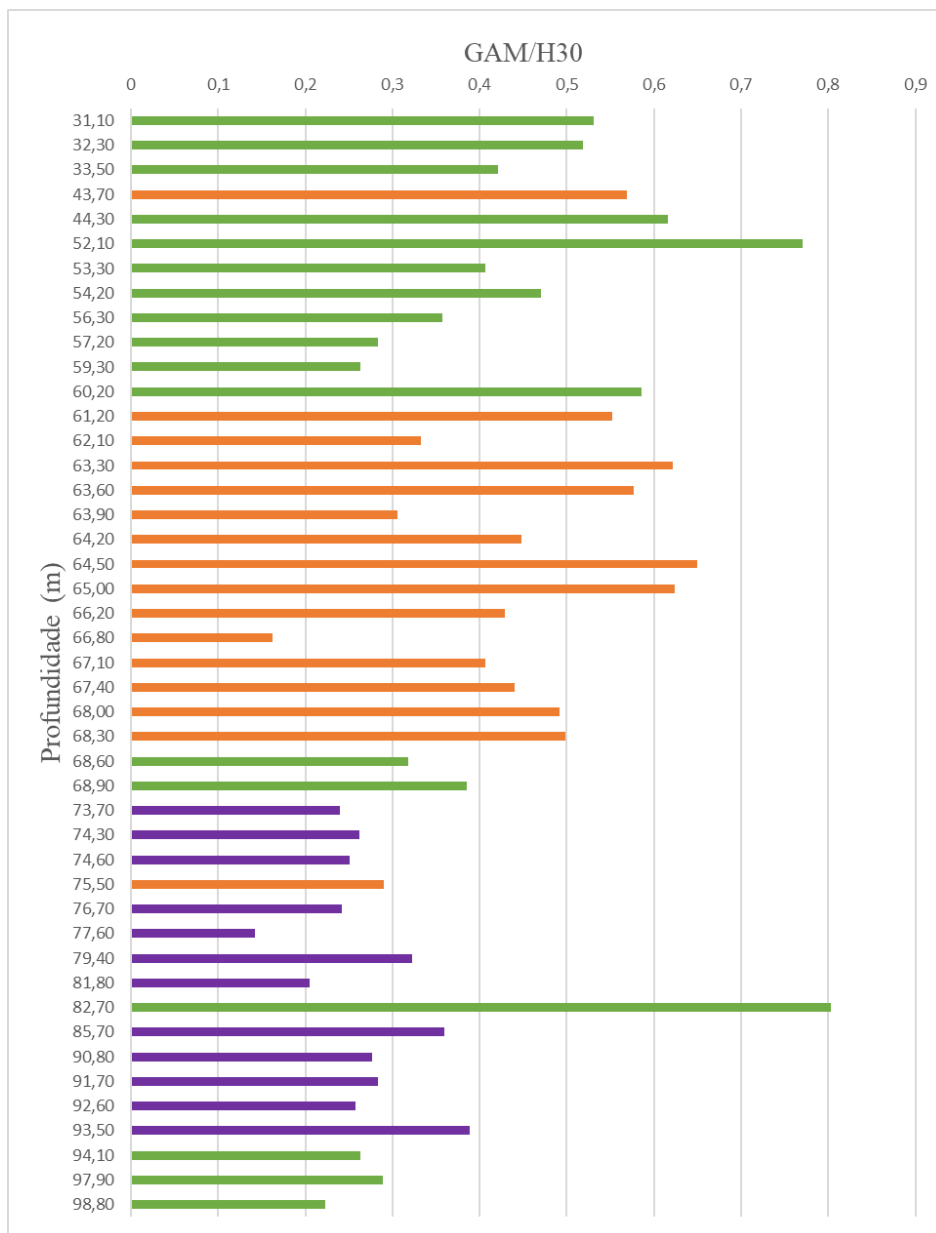
Profundidade (m)	S/S+R	$\alpha\beta\beta/\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha$	TS/(TS+TM)
31,10	0,606699	0,152017	0,20667
32,30	0,24718	0,180183	0,221592
33,50	0,269326	0,197364	0,237052
43,70	0,255162	0,294542	0,139289
44,30	0,163419	0,220296	0,198202
52,10	0,181833	0,258987	0,161321
53,30	0,472945	0,2844	0,196718
54,20	0,120476	0,205105	0,181205
56,30	0,275212	0,331373	0,169491
57,20	0,063233	0,140092	0,219401
59,30	0,178171	0,329089	0,086009
60,20	0,203757	0,311462	0,146352
61,20	0,239644	0,347132	0,234876
62,10	0,294206	0,488834	0,227991
63,30	0,19765	0,350028	0,245475
63,60	0,25772	0,367123	0,249912
63,90	0,239202	0,462003	0,180951
64,20	0,237033	0,406995	0,204644
64,50	0,2185	0,362058	0,223458
65,00	0,212694	0,347187	0,204495
66,20	0,243366	0,361699	0,200559
66,80	0,234105	0,323941	0,148101
67,10	0,203037	0,373869	0,196718
67,40	0,224684	0,301303	0,189583
68,00	0,192145	0,346999	0,173198
68,30	0,151554	0,249629	0,192239
68,60	0,161783	0,257876	0,176517
68,90	0,170339	0,283575	0,187558
73,70	0,129385	0,136926	0,187211
74,30	0,119187	0,210072	0,192385
74,60	0,124113	0,155262	0,185637
75,50	0,093423	0,147897	0,206979
76,70	0,117295	0,151223	0,206124
77,60	0,130475	0,181706	0,208197
79,40	0,092225	0,140519	0,162494
81,80	0,155276	0,169889	0,182506
82,70	0,547461	0,266078	0,183875
85,70	0,098727	0,141863	0,237565
90,80	0,075894	0,177773	0,329516
91,70	0,067903	0,157109	0,207405
92,60	0,072881	0,166269	0,162759
93,50	0,089092	0,156906	0,203995
94,10	0,096818	0,216039	0,199617
97,90	0,122632	0,126009	0,195717
98,80	0,10128	0,125279	0,192151

Ts: (18 α (H) - 22, 29, 30- trisnorhopano; Tm: (17 α (H) - 22, 29, 30-trisnorhopano); C29 20S-5 α (H), 14 α (H), 17 α (H)-Estigmastano; C29 20R-5 α (H), 14 α (H), 17 α (H)-Estigmastano; C29 $\beta\beta$ R 20R-5 α (H), 14 β (H), 17 β (H)-Estigmastano; C29 $\beta\beta$ S 20S-5 α (H), 14 β (H), 17 β (H)-Estigmastano.

Fonte: autoria própria

Amaral e colaboradores (2020), a partir das amostras da Formação Candeias e Maracangalha, observaram que condições climáticas de grande umidade possibilitam maiores descargas fluviais, favorecendo o influxo de nutrientes, proporcionando a circulação e consequentemente oxigenação da massa d'água. Gonçalves (2001), também observou que o maior influxo de água doce e o retorno mais eficiente da zona fótica provocam um aumento significativo na produtividade primária, acarretando uma grande quantidade de biomassa de origem essencialmente algálica, enriquecida em ^{13}C .

Figura 25 – Razão GAM/HOP versus profundidade das amostras do poço 9-FBA-79-BA, da Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo



Fonte: autoria própria

Brenner e colaboradores (1999) reportou que o mecanismo provável para o enriquecimento de ^{13}C de matéria orgânica ocorre durante os períodos de aumento da produtividade algálica. As algas utilizam, preferencialmente o isótopo mais leve (^{12}C) para fotossíntese. Porém, no período de alta produtividade do fitoplâncton, o CO_2 da água fica depletado em ^{12}C forçando as células a depender cada vez mais do ^{13}C para fixação de carbono.

5.4 CONCLUSÕES

Com base nos dados de geoquímica orgânica (HTPS e biomarcadores saturados) das amostras de folhelho da Formação Pojuca do poço 9-FBA-79-BA, na Bacia do Recôncavo, foi possível determinar contribuição de matéria orgânica lacustre explícita pela razão entre alcanos de cadeia ímpar frente aos alcanos de cadeia par (índice preferencial de carbono). A razão pristano/ n-C17 e fitano/ n-C18 > 1 e maior abundância de compostos NSO em detrimento de compostos saturados e aromáticos, apoiam a interpretação que os extratos orgânicos estão imaturos.

Avaliou-se grande contribuição de material algálico (predominância de esteranos regulares C27), justificando a maior abundância de esteranos em relação aos hopanos, diminuindo a razão hopanos/esteranos e um aumento nos valores da razão tricíclicos/hopanos, principalmente para as amostras da base do testemunho. As razões S/S+R, $\alpha\beta\beta/\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha$ e TS/(TS+TM) certificam a imaturidade das amostras. A grande predominância e preservação da matéria orgânica amorfa foi justificada pelas baixas razões Tet24/26 Tric para as amostras da base.

Os dados desse trabalho sustentam a interpretação realizada por Miranda e colaboradores (2021, no prelo), no qual o perfil de $\delta^{13}\text{C}$ variável ao longo do testemunho estudado, sugere diferentes condições físico-químicas no paleoambiente deposicional, tornando possível a interpretação de que a matéria orgânica é característica de um ambiente lacustre com variação de salinidade, podendo estar relacionada com a deposição dos sedimentos em um clima árido com elevada evaporação, possivelmente, com contribuição de águas conatas, favorecendo maior proliferação de algas em relação às bactérias.

A avaliação realizada no presente trabalho, sugere um padrão de deposição no lago da Bacia do Recôncavo que varia entre um ambiente com condições mais oxidantes a mais redutoras, estendendo desde o início da fase rifte, com a Formação Candeias até o final da fase rifte com a Formação São Sebastião. Amaral e colaboradores (2020) sugerem que a deposição

de folhelhos pretos na Formação Candeias, com maior conteúdo orgânico, seria favorecida em períodos com balanço hídrico negativo (mais áridos), semelhantes ao modelo proposto por Santos (2005) na Formação São Sebastião. E pelo presente trabalho com as amostras de folhelhos da Formação Pojuca, que sugerem um contexto inicial de queda do nível do lago, sob balanço hídrico negativo, enriquecido com matéria orgânica de boa qualidade para geração de hidrocarbonetos, indicando diferentes condições físico-químicas no paleoambiente deposicional à medida que se aproxima do topo do poço, registrando um período com maior influxo de água e conseqüente elevação do nível de base (nível do lago).

5.5 AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer ao Programa de Pós-Graduação em Geoquímica: Petróleo e Meio Ambiente (POSPETRO) da Universidade Federal da Bahia (UFBA) e à Faculdade de Geologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), por todo o apoio durante a elaboração deste artigo.

Agradecimentos ao apoio da Shell Brasil por meio do projeto “Projeto de Pesquisa de Sistemas Petrolíferos em Bacias Sedimentares Brasileiras” do Instituto de Geociências da Universidade Federal da Bahia (UFBA) - GEOQPETROL - PS ”- projeto ANP 20720-9 e a importância estratégica do projeto o apoio dado pela ANP por meio da regulamentação da taxa de P&D e da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES, Brasília, Brasil) pela bolsa de estudo - código de financiamento 001.

6 CONCLUSÕES

Este estudo apresentou uma caracterização geoquímica orgânica dos folhelhos da Formação Pojuca em amostras de testemunho do poço 9-FBA-79- BA, depositados em contexto lacustre na fase sin-rifte da Bacia do Recôncavo. A partir dos parâmetros estudados (Carbono Orgânico Total, Enxofre total, pirólise Rock Eval, biomarcadores e isótopos estáveis de carbono orgânico) foi possível traçar um cenário para o paleoambiente sedimentar durante a deposição dos estratos lacustres.

Os teores de COT encontrados nas amostras coletadas, variam entre 0,91% e 4,57%, denotando grandes diferença nas condições de produção e preservação da matéria orgânica. Os valores de RI variaram entre 59,11% e 91,15%, exibindo mudanças no paleoambiente deposicional, sendo este predominantemente siliciclástico (folhelhos com pouco carbonato associado), classificando ainda o ambiente de deposição da matéria orgânica como variando de anóxico a subóxico.

Os parâmetros obtidos pela pirólise Rock-Eval validam as variações propostas no ambiente deposicional, sendo possível observar que as amostras que apresentam os maiores valores de potencial gerador (S2) são as que têm maiores teores de COT, sendo esta característica justificada pela qualidade da matéria orgânica. As amostras com bom potencial para geração de hidrocarbonetos têm elevados valores de IH e baixos valores de IO, proporcionalmente, que, em conjunto com outros parâmetros avaliados neste trabalho, sugerem querogênio tipo I/II. Enquanto amostras com pouco ou nenhum potencial têm elevados valores de IO, configurando querogênio tipo III. A Tmax e IP indicam que as amostras se encontram imaturas termicamente para a geração de hidrocarbonetos, sem efeitos térmicos importantes devido a insuficiência de soterramento.

Através da análise dos HTPs, a contribuição de matéria orgânica lacustre fica explícita pela razão entre alcanos de cadeia ímpar frente aos alcanos de cadeia par (índice preferencial de carbono). A razão pristano/ n-C17 e fitano/ n-C18 > 1 e maior abundância de compostos NSO em detrimento de compostos saturados e aromáticos, apoiam a interpretação que os extratos orgânicos estão imaturos.

A avaliação dos biomarcadores saturados permitiu se interpretar uma grande contribuição de material algálico (predominância de esteranos regulares C27), justificando a maior abundância de esteranos em relação aos hopanos, diminuindo a razão hopanos/esteranos e um aumento nos valores da razão tricíclicos/hopanos, principalmente para as amostras da base

do testemunho. As razões S/S+R, $\alpha\beta\beta/\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha$ e TS/(TS+TM) certificam a imaturidade das amostras. A grande predominância e preservação da matéria orgânica amorfa foi justificada pelas baixas razões Tet24/26 Tric para as amostras da base, que ratificam os dados já citados neste trabalho (COT, IH, IO e $\delta^{13}\text{C}$).

O perfil de $\delta^{13}\text{C}$, variável ao longo do testemunho estudado, sugere diferentes condições físico-químicas no paleoambiente deposicional, tornando possível a interpretação de que a matéria orgânica é característica de um ambiente lacustre com variação de salinidade, podendo estar relacionada com a deposição dos sedimentos em um clima árido com elevada evaporação, possivelmente, com contribuição de águas conatas, favorecendo maior proliferação de algas em relação às bactérias.

Os resultados apresentados no presente trabalho, sugerem um padrão de deposição no lago da Bacia do Recôncavo que varia entre um ambiente com condições mais oxidantes a mais redutoras, estendendo desde o início da fase rifte, com a Formação Candeias até o final da fase rifte com a Formação São Sebastião. Amaral e colaboradores (2020) sugerem que a deposição de folhelhos pretos na Formação Candeias, com maior conteúdo orgânico, seria favorecida em períodos com balanço hídrico negativo (mais áridos), semelhantes ao modelo proposto por Santos (2005) na Formação São Sebastião. E pelo presente trabalho com as amostras de folhelhos da Formação Pojuca, que sugerem um contexto inicial de queda do nível do lago, sob balanço hídrico negativo, enriquecido com matéria orgânica de boa qualidade para geração de hidrocarbonetos, indicando diferentes condições físico-químicas no paleoambiente deposicional à medida que se aproxima do topo do poço, registrando um período com maior influxo de água e conseqüente elevação do nível de base (nível do lago).

REFERÊNCIAS

- ALBARÈDE, F. **Geoquímica: uma introdução**. São Paulo: Oficina de Textos, 2011.
- AMARAL, D. N. **Paleoambiente deposicional dos folhelhos aflorantes ao longo do compartimento sul da Bacia do recôncavo, Bahia, Brasil**. Dissertação de mestrado (Mestrado em Geociências) - Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia, 2019. 87p.
- AMORIM, J. L. **Evolução do preenchimento do Cânion de Taquipe, Neocomiano da Bacia do Recôncavo, sob o enfoque da Estratigrafia Moderna**. Dissertação de mestrado (Mestrado em Geologia) – Instituto de Geologia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 1992. 114p.
- AQUINO NETO, F. R.; TRENDEL, J.M.; RESTLE, A.; CONNAN, J.; ALBRECHT, P.A. Occurrence and formation of tricyclic and tetracyclic terpanes in sediments and petroleum. In: **Bjørøy, M., (Eds.), Advances in Organic Geochemistry**. New York: John Wiley and Sons, 1981. 659-667p.
- AMARAL, D.N.; CERQUEIRA, J.R.; ANDRADE, C.L.N.; RIBEIRO, H.J.P.S.; GARCIA, K.S.; MIRANDA, F.L.C.; OLIVEIRA, O.M.; QUEIROZ, A.F.; SANTOS, L.C.L. Paleoenvironmental characterization of a Lower Cretaceous section of the Recôncavo Basin, Bahia, Brazil. **Brazilian Journal of Geology**, v. 50, n. 3, p. 1-11, 2020.
- ANDERS, D.E., ROBINSON, W.E. Cycloalkane constituents of the bitumen from the Green River Shale. **Geochimica et Cosmochimica Acta** v. 35, p. 661–678, 1971.
- BALBINOT, M.; KALKREUTH, W. Organic geochemistry and petrology of the Gomo Member, Recôncavo Basin, Brazil. **International Journal of Coal Geology**, v. 84, n. 3–4, p. 286–292, 2010.
- BRAGA, J. A. E.; NETTO, A. S. N.; BRUHN, C. H. L.; MAGNAVITA, L. P.; OLIVEIRA, J. J.; AGLE, H. M.; RIBEIRO, J. C. **Prospectos estratigráficos do Recôncavo arcabouço estrutural, análise estratigráfica e potencialidade exploratória dos andares Rio da Serra e Aratu**. Petrobras, p. 108-1776, 1994. (Relatório interno)
- BECKEL, J. Depositos de sulfetos sinsedimentares: um processo exalativo de salmouras conatas metálfera. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 14, n. 4, 183-193, 1964.
- BREGER, I. A.; Brown, A. Kerogen in the Chattanooga Shale. **Science**, v. 137, p. 221-224, 1962.
- BRENNER, M.; WHITMORE, T.J.; CURTIS, J.H.; HODELL, D.A.; SCHELSKE, C.L. Stable isotope ($\delta^{13}\text{C}$ and $\delta^{15}\text{N}$) signatures of sedimented organic matter as indicators of historic lake trophic state. **Journal of Paleolimnology**, v. 22, p. 205–221, 1999.
- BOURBONNIERE, R. A.; MEYERS, P. A. Sedimentary geolipid records of historical changes in the watersheds and productivities of lakes Ontario and Erie. **Limnology and Oceanography**, v. 41, n. 2, p. 352-359, 1996.
- BUENO, G. V. **Considerações sobre a sedimentação e origem do paleocanyon de Taquipe, Bacia do Recôncavo (Brasil)**. Dissertação de Mestrado (Mestrado em Geologia) – Instituto de Geologia, Universidade Federal de Ouro Preto, 1987. 132 p.

- CAIXETA, J.M.; BUENO, G.V.; MAGNAVITA, L.P.; FEIJO, F.J. Recôncavo, Tucano and Jatoba Basins: **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 8, n. 1, p. 163-172, 1994.
- CASILLI, A; SILVA, R.C; LAAKIA, J; OLIVEIRA, C.J.F; FERREIRA, A.A; LOUREIRO, M.R.B; AZEVEDO, D.A; NETO, F.R.A. High resolution molecular organic geochemistry assessment of Brazilian lacustrine crude oils. **Organic Geochemistry**, v. 68, p. 61-70, 2014.
- CAXITO, F. A.; SILVA, A. V. Isótopos estáveis: fundamentos e técnicas aplicadas à caracterização e proveniência geográfica de produtos alimentícios. **Geonomos**, v. 23, n. 1, p. 10-17, 2015.
- CARDOSO, J. N.; GABARDO, I. T. Geoquímica orgânica aplicada. **Química Nova**, v. 4, n. 3, p. 72–86, 1981
- CORRAR, L. J.; PAULO, E.; DIAS FILHO, J. M. (Coords.). **Análise multivariada: para os cursos de administração, ciências contábeis e economia**. São Paulo: Atlas, 2007. 541 p.
- COUTINHO, L.F.C. **Análise do balanço material do petróleo em uma região em fase de exploração madura – Bacia do Recôncavo, Brasil**. Tese de Doutorado (Doutorado em Geologia) – Instituto de Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008. 457p.
- CPRM – COMPANHIA DE PESQUISA DE RECURSOS MINERAIS. **GeoSGB** – Dados, informações e produtos do serviço geológico do Brasil. CPRM, 2006. Disponível em: <https://geosgb.cprm.gov.br/geosgb/downloads.html>. Acesso em: 03 março 2021.
- CRUZ, G. F.; MARSAIOLI, A. J. Natural processes of petroleum biodegradation in reservoirs. **Química Nova**, São Paulo, v. 35, n. 8, p. 1628-1634, 2012.
- DEAN, W.E; ARTHUR, M.A; CLAYPOOL, G.E. Depletion of ¹³C in Cretaceous marine organic matter: Source, diagenetic, or environmental signal? **Marine Geology**, v. 70, n. 1-2, p. p. 119-157, 1986.
- DEMBICKI JR, Harry. Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. **The American Association of Petroleum Geologists**, AAPG Bulletin, v. 93, n. 3, p. 341– 356, 2009.
- DUAN, Y.; WANG, C.Y; ZHENG, C.Y.; WUG, B.X; ZHENG, D. Geochemical study of crude oils from the Xifeng oilfield of the Ordos basin, China. **Journal of Asian Earth Sciences**, v. 31, n. 4-6, p. 341- 356, 2008.
- ESPITALIÉ, J.; LAPORTE, M.; MADEC, M.; MARQUIS, F.; LEPLAT, P.; PAULET, J. & BOUTEFEU, A. Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. **Revue de l'Institut Français du Pétrole**, v. 32, n. 1, p. 23-42, 1977.
- ESTRELA, G.O. O estágio rift nas bacias marginais do leste brasileiro. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 26., 1972, Belém. **Anais ...**, Belém: SBG, v. 3, p. 29-34, 1972.
- EUZÉBIO, R.S.; REIS, D.E.S.; BRITO, M.A.R.C.; BERGAMASCHI, S.; MARTINS, M.V.A.; RODRIGUES, R. Oil generation potential assessment and paleoenvironmental interpretation of Irati Formation (Lower Permian) in northwestern of Paraná Basin (Brazil). **Journal of Sedimentary Environments**, v. 1, n. 2, p. 261-274, 2016.
- FAURE, G. **Principles of isotope geology**. 2nd ed. New York: John Willey and Sons, 1986. 589 p.

FERNANDEZ, R.; PRATES, I. Sumario Geológico e Setores em Oferta: Bacia do Recôncavo. In: Sumário Geológico e Setores de Ofertas da 13ª Rodada de Licitações da ANP, Rio de Janeiro. **Áreas Oferecidas**, Rio de Janeiro; ANP, 2015. Disponível em: http://www.brasilrounds.gov.br/arquivos/areas_oferecidas_r13/Sumarios_Geologicos/Sumario_Geologico_Bacia_Reconcavo_R13.pdf . Acesso: 10 set. 2019.

FIGUEIREDO, A.M.F.; BRAGA, J.A.E.; ZABALAGA, J.C.; OLIVEIRA, J.J.; AGUIAR, G.A.; SILVA, O.B.; MATO, L.F.; DANIEL, L.M.F.; MAGNAVITA, L.P.; BRUHN, C.H.L. Recôncavo Basin, Brazil: A prolific intracontinental Rift Basin. In: S.M. Landon (Eds.), **Interior Rift Basins**. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, v. 59, p. 157-203, 1994.

FU, J.M., SHENG, G.Y. Biological marker composition of typical source rocks and related oils of terrigenous origin in the People's Republic of China: a review. **Appl. Geochem.** 4, 13e22, 1989.

GAGLIANONE, P.C.; TRINDADE, L.A.F. Caracterização geoquímica dos óleos da Bacia do Recôncavo. **Geochimica Brasiliensis**, v.2, n. 1, p. 15-39, 1988.

GALLEGOS, E.J. Identification of new steranes, chromatography and mass spectrometry. **Analytical Chemistry**, v. 43, p. 1151–1160, 1971.

GARCETTE-LEPECQ, A.; DERENNE, S.; LARGEAU C.; BOULOUBASSI, I.; SALIOT A. Origin and formation pathway of kerogen-like organic matter in recent sediments off the Danube delta (northwestern Black Sea). **Organic Geochemistry**, v.31, p. 1663-1683, 2000.

GONÇALVES, F.T.T. Controles limnológicos sobre a formação de rochas geradoras de petróleo lacustres: o exemplo da Bacia de Camamu, nordeste do Brasil. São Paulo, UNESP, **Geociências**, v. 20, n. 1, p. 5-23, 2001.

GUZZO, J.V.P. **Estratigrafia integrada e Paleolimnologia de uma seção de idade Aratu (Eucretácio) da Bacia do Recôncavo, NE do Brasil**. Dissertação de Mestrado – (Mestrado em Geociências) - Instituto de Geociências- Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 1997. 238p.

GHIGNONE, J. I. Geologia dos sedimentos fanerozóicos do Estado da Bahia. In: INDA, H. A. V. (Ed.) **Geologia e Recursos Minerais do Estado da Bahia: textos básicos**. Salvador: Secretaria das Minas e Energia, v. 1, p. 24-117, 1972.

HEDGES, J. I.; STERN, J. H. Carbon and nitrogen determinations of carbonate-containing solids. **Limnology and oceanography**, v. 29, n. 3, p. 657-663. 1984.

HUNT, J. M. **Petroleum Geochemistry and Geology**. 2. ed. São Francisco, Ed. W.H. Freeman, 743p, 1996.

KELTS, K. Environments of deposition of lacustrine source rocks: an introduction. In: A.J. Fleet; K. Kelts; M.R. Talbot (Eds.), **Lacustrine petroleum source rocks**. Geological Society Special Publication, n. 40, p. 3-26, 1988.

KILLOPS, S.D.; KILLOPS, V.J. An Introduction to Organic Geochemistry. New York: Longman, **Scientific & Technical**, 1994.

KILLOPS, S. D.; FREWIN, N. L. Triterpenoid diagenesis and cuticular preservation. **Organic Geochemistry**, v.21, n.12, p. 1193-1209, 1994.

KVENVOLDEN, K. A. Molecular distributions of normal fatty acids and paraffins in some Lower Cretaceous sediments. **Nature**. v. 209, n. 5023, p. 573, 1966.

LAFARGUE, E.; MARQUIS, F; PILLOT, D. Les applications de Rock-Eval 6 dans l'exploration et la production des hydrocarbures, et dans les études de contamination des sols. **Institut Français du Pétrole**, v. 53, n. 4, p.421 – 437, 1998.

MADUREIRA, L. A. S. Compostos orgânicos em sedimentos marinhos: uma viagem ao fundo do oceano atlântico norte. **Química Nova**, v. 25, n. 5, p. 814-824, 2002.

MAGNAVITA, L. P. **Geometry and kinematics of the Recôncavo-Tucano_Jatobá Rift, NE Brazil**. Tese (PHD - Department of Earth Sciences, University of Oxford. Tese PhD, 1992. 493p.

MAGNAVITA, L. P. Sobre a implantação da fase sinrifte em riftes continentais. In: **CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA**, 39, 1996, Salvador. Anais. São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia, p. 335-338, 1996.

MAGNAVITA, L. P.; SILVA, R. R.; SANCHES, C. P. Roteiros geológicos: Guia de Campo da Bacia do Recôncavo, NE do Brasil. **Boletim de Geociências da Petrobras – bacias rifte**, Rio de Janeiro, v. 13, n. 2, p.301-334, maio/nov, 2005.

MAGOON, L. B.; DOW, W. G. **The petroleum system**. In: MAGOON, L. B., DOW, W. G. (eds.). *The petroleum system – from source to trap*. Am. Assoc. Petr. Geol, Memoir, v. 60, p. 3-24, 1994.

MARTINELLI L, A.; OMETTO, J. P.; FERRAZ, E. S.; VICTORIA, R. L.; CAMARGO P. B.;
MOREIRA, M. Z. **Desvendando questões ambientais com isótopos estáveis**. São Paulo: Oficina de Textos. 144 p. 2009.

MARTINS, C. M. S. **Estratigrafia de sequência de um afloramento da fase final do preenchimento do rifte da Bacia do Recôncavo, ba**. Trabalho de conclusão de Curso (Graduação em Geologia) - Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia., 2014. 74p.

MEDEIROS, R. A.; PONTE, F. C. **Roteiro geológico da Bacia do Recôncavo (Bahia)**. Salvador: Petrobras, SEPES, DIVEN, SENBA, 63 p., 1981.

MELLO, M.R; GAGLIANONE, P.C.; BRASSELL, S.C.; MAXWELL, J.R. Geochemical and biological marker assessment of depositional environments using Brazilian offshore oils. **Marine and Petroleum Geology**, v. 5, p.205-223, 1988.

MELLO, M. R; KOUTSOUKOS, E. A. M; MOHRIAK, W. U. AND BACOCOLI; G. Selected petroleum systems in Brazil. In: *The Petroleum System- From Source to Trap*. **L. B. Magoon and W. G. Dow**. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, OK, p. 499–512, 1994.

MEYERS, P.; ISHIWATARY R. Lacustrine organic geochemistry – an overview of indicators of organic matter sources and diagenesis in lake sediments. **Organic Geochemistry**, v.20, n. 7, p. 867-900, 1993.

MIRANDA, F.L.C.; CERQUEIRA, J.R.; AMARAL, D.N.; ABREU, N.C.; GÓES, V.C.M.; SILVA, A.S.; DINO, R; ANTONIOLI, L.; QUEIROZ, A.F.S.; GARCIA, K.S.; SANTOS,

L.C.L. Geoquímica orgânica de folhelhos da Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo, Brasil. **Anuário do Instituto de Geociências da UFRJ**. 2021. No prelo.

MOLDOWAN, J.M.; SEIFERT, W.K.; GALLEGOS, E.J. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks, **American Association of Petroleum Geologists bulletin**, v.69, p. 1255-1268, 1985.

MILANI, E. J. Tectônica cisalhante na evolução do rifte Recôncavo-Tucano Jatobá. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 15, n. 4, p. 287-292, 1985.

MILHOMEM, P. S.; MAMAN, E. J; OLIVEIRA, F. M.; CARVALHO, M. S. S.; SOUZA-LIMA, W. Bacia do Recôncavo. Bacias Sedimentares Brasileiras. **Fundação Paleontológica Phoenix**, [s.l.], ano 5, n 11, mar. 2003. Disponível em: http://www.phoenix.org.br/Phoenix51_Mar03.html. Acesso em: 31 out. 2019.

OREJÓN, K.L.R. **Geoquímica orgânica aplicada aos betumes das rochas estratigráficas da Bacia de São Luís**. 2017. 138f. Dissertação de mestrado (Mestrado em Química) – Instituto de Química, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2017.

PETERS, K.; WALTERS, C.; MOLDOWAN, J. M. The biomarker guide. **Organic Geochemistry**, v. 1, n. 5, p. 617, 1993.

PETERS, K.E.; CASSA, M.R. Applied source rock geochemistry. In: MAGOON, L.B. & DOW, W.G. (Eds.). **The Petroleum System – from Source to Trap**. American Association of Petroleum Geologists. Memoir, v 60, p. 93-120, 1994.

PETERS, K. E.; WALTERS, C. C.; MOLDOWAN, J. M.; The Biomarker Guide: **Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History**. 2nd Ed. Cambridge University Press, Vol. 1, 471 p, 2005a.

PETERS, K.E; MOLDOWAN, J.M. **The Biomarkers Guide. Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments**. Prentice Hall, Englewood Cliffs: New Jersey, 1993. PETERS, K. E. et al. The Biomarker Guide, Volume 2: **Biomarkers and Isotopes in the Petroleum Exploration and Earth History The Biomarker Guide**, [S.l: s.n.], 2005. v. 2.

PEREIRA, R. A gênese das feições anticlinais no Compartimento Nordeste da Bacia do Recôncavo, Brasil. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, v. 9, n. 2/4, p. 277-286, 1995.

PORTELA, Helena Antunes. **Caracterização da matéria orgânica potencialmente geradora de petróleo e seu posicionamento bioestratigráfico, com base em Palinologia e Palinofácies da Formação Pojuca- Bacia do Recôncavo**. 2012. 161f. Tese de doutorado (Doutorado em Geologia) - Centro de Tecnologia e Ciências, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 2012.

PORTELA, H. A. et al. Análise de palinofácies na avaliação do potencial gerador da formação pojuca, bacia do recôncavo. **Revista Brasileira de Paleontologia**, v. 19, n. 2, p. 271–282, 2016.

READMAN, J. W.; FILLMANN, G.; TOLOSA, I.; BARTOCCI, J.; VILLENEUVE, J. P.; CATINNI, C.; MEE, L. D. Petroleum and PAH contamination of the Black Sea. **Marine Pollution Bulletin**. v. 44, n. 1, p. 48-62, 2002.

RODRIGUES, G. B.; FAUTH, G. Isótopos estáveis de carbono e oxigênio em ostracodes do Cretáceo: metodologias, aplicações e desafios. **Terra'e didática** v. 9, p. 4-49. 2013.

ROLLRBACK, B.L. In: **Bjorøy, M., (Eds.), Advances in organic geochemistry.** New York: John Wiley and Sons, 1983. 39-48p.

ROUTH, J.; MCDONALD, T. J.; GROSSMAN, E. L. Sedimentary organic matter sources and depositional environment in the Yegua formation (Brazos County, Texas). **Organic Geochemistry**, v. 30, n. 11, p. 1437-1453. 1999.

SANTOS, C. F. Estratigrafia de Sequências da fase final de preenchimento de um rifte intracontinental: um modelo com base no Barremiano Inferior da Bacia do Recôncavo, **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 13, n. 2, p. 205-226, 2005.

SANTOS, C.F.; CUPERTINO, J.A. BRAGA, J.A.E. Síntese sobre a geologia das bacias do Recôncavo Tucano e Jatobá. In **Origem e evolução de bacias sedimentares**, ed Gabaglia, g. p.367-388, 1990.

SCHOLLE, P. A.; ARTHUR, M. A. Carbon isotope fluctuations in Cretaceous pelagic limestones: Potential stratigraphic and petroleum exploration tool. American Association of Petroleum Geologists **Bulletin**, v. 64. p.67–87, 1980.

SARMIENTO, M.F. R.; Riboulleau, A; Vecoli, M.; Versteegh, G. J. M. Aliphatic and aromatic biomarkers from Gondwanan sediments of Late Ordovician to Early Devonian age: An early terrestrialization approach. **Organic Geochemistry**, v. 42, n. 6, p. 605-617, 2011.

SILVA, O. B.; CAIXETA, J. M.; MILHOMEM, P. S.; KOSIN, M. D. Bacia do Recôncavo. **Boletim de Geociências da Petrobras – cartas estratigráficas**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 423-431, 2007.

SILVA, D.R.A. **Geoquímica e geocronologia sedimentar no estudo das sequências paleozoica e pré-rifte de bacias do nordeste brasileiro.** 2011. 146f. Tese de doutorado (Doutorado em Geoquímica) - Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2011.

SINNINGHE DAMSTÉ, J.S.; EGLINTON, T.I.; RIJPSTRA, W.I.C.; DE LEEUW, J. Characterization of organically bound sulfur in high molecular weight sedimentary organic matter using flash pyrolysis and Raney Ni desulfurization. In: Orr, W.L., White, C.M. (Eds.) **Geochemistry of Sulfur in Fossil Fuels**, ACS Symposium Series 429, p. 486-528, 1990.

TISSOT, B.; DURAND, B.; ESPITALIE, J.; COMBAZ, A. Influence of the nature and diagenesis of organic matter in the formation of petroleum. **AAPG Bulletin**, v. 58, p. 499 – 506, 1974.

TISSOT, B.P.; WELTE, D.H. **Petroleum Formation and Occurrence: a new approach to oil and gas exploration.** Springer-Verlag, Heidelberg, New York, 538 p. 1978.

TISSOT B; WELTE, D H. **Petroleum Formation and Ocurrance.** Heidelberg: Springer Verlang, 2 ed. 1984. 699 p.

TYSON, R.V., **Sedimentary Organic Matter: Organic Facies and Palynofacies.** Londres: Chap. & Hall, 1995. 615 p.

VIANA, C.F.; GAMA JUNIOR, E.G.; SIMÕES, I. A.; FONSECA, J.R. & ALVES R.J. 1971. Revisão estratigráfica da Bacia do Recôncavo. **Boletim Técnico da Petrobrás**, Rio de Janeiro. v. 14 n. 3/4 157-192, 1971.

WAPLES, D W.; MACHIHARA, T. Biomarkers for Geologist— **A Practical Guide to the Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology**. American Association of Petroleum Geologists Methods in Petroleum 9, 1991. 85p.

ZAMBRANO, E.R.N.; OLIVEIRA, O.M.C.; RIBEIRO, H.J.P.S. Caracterização geoquímica com indícios paleoambientais de folhelhos da Formação Pimenteiras, estado do Tocantins, Bacia do Parnaíba, Brasil. **Geologia USP - Série Científica**, v. 17, n.3, p. 67-78, 2017.

APÊNDICE

APÊNDICE A - Resultados das análises por cromatografia em fase gasosa acoplada a espectrômetro de massa CG-MS

Íon m/z 191		Íon m/z 217	
Código	Identificação	Código	Identificação
TR19	C19 tricyclic terpane	S21	C21 5 α (H), 14 β (H), 17 β (H)-sterane
TR20	C20 tricyclic terpane	S22	C22 5 α (H), 14 β (H), 17 β (H)-sterane
TR21	C21 tricyclic terpane	DIA 27S	C27 20S-13 β (H), 17a(H)-diasterane
TR22	C22 tricyclic terpane	DIA 27R	C27 20R -13 β (H), 17a(H)-diasterane
TR23	C23 tricyclic terpane	DIA27 SS	C27 20S-13 α (H), 17 β (H)-diasterane
TR24	C24 tricyclic terpane	DIA 27RR	C27 20R-13 α (H), 17 β (H)-diasterane
TR25A	C25 tricyclic terpane (a)	C27S	C27 20S-5 α (H), 14a(H), 17a(H)-cholestane
TR25B	C25 tricyclic terpane (b)	C27BBS	C27 20R-5 α (H), 14 β (H), 17 \sim (H)-cholestane
TET24	C24 tetracyclic terpane	C27BBR	C27 20S-5 α (H), 14a(H), 17a(H)-cholestane
TR26A	C26 tricyclic terpane (a)	C27R	C27 20R-5 α (H), 14 β (H), 17 \sim (H)-cholestane
TR26B	C26 tricyclic terpane (b)	C28S	C27 20S-5 α (H), 14a(H), 17a(H)-ergostane
TR28A	C28 tricyclic terpane (a)	C28BBR	C27 20R-5 α (H), 14 β (H), 17 β (H)-cholestane
TR28B	C28 tricyclic terpane (b)	C28BBS	C27 20R-5 α (H), 14a(H), 17a(H)-cholestane
TR29A	C29 tricyclic terpane (a)	C28R	C28 20S-5 α (H), 14a(H), 17a(H)-ergostane
TR29B	C29 tricyclic terpane (b)	C29S	C28 20R-5 α (H), 14 β (H), 17 β (H)-cholestane
Ts	18 α (H),21 β (H)-22,29 ,30-trisnorhopane	C29BBR	C28 20S-5 α (H), 14a(H), 17a(H)-ergostane
Tm	17 α (H),21 β (H)-22,29,30-trisnorhopane	C29BBS	C28 20R-5 α (H), 14 β (H), 17 β (H)-cholestane
TR30A	C30 tricyclic terpane 1	C29R	C28 20S-5 α (H), 14a(H), 17a(H)-ergostane
TR30B	C30 tricyclic terpane2		C28 20R-5 α (H), 14 β (H), 17 β (H)-cholestane
H28	17 α (H),18 α (H),21 β (H)-28,30-bisnorhopane	DIA27S	C29 20S-5 α (H), 14u(H), 17a(H)-stignastane
NOR 25H	17 α (H),21 β (H)-30-norhopane	DIA27 R	C29 20R-5 α (H), 14 β (H), 17 β (H)-stigmastane
H29	17 α (H),21 β (H)-25-norhopane	TPP21S	C29 20S-5 α (H), 14 β (H), 17 β (H)-stigmastane
C29Ts	18 α (H),21 β (H)30 norneohopane	TPP21 R	C29 20R-5 α (H), 14a(H), 17a(H)-stignastane
DH30	17 α (H)-diahopano		
M29	17 α (H),21 β (H)30 norhopane(normoretano)		
OL	18a(H)-and 18b-(H)Oleanane		
H30	17 a(H),21a(H)-hopane		
NOR30H	17 β (H),30 nor 29homohopane		
M30	17 β (H),21a(H)-hopane (moretane)		
H31S	22S-17a(H),21 β (H)-30-homohopane		
H31R	22R -17 a(H),21 β (H)-30-homohopane		
GAM	Gammacerane		
H32S	22S-17a(H),21 β (H)-30,31-bishomohopane		
H32R	22R-17a(H),21 β (H)-30,31-bishomohopane		
H33S	22S-17u(H),21 β (H)-30,31 ,32-trishomohopane		
H33R	22R-17u(H),21 β (H)-30,31 ,32-trishomohopane		
H34S	22S-17a(H),21 β (H)-30,31 ,32,33-tetrakishomohopane		
H34R	22R-17a(H),21 β (H)-30,31 ,32,33-tetrakishomohopane		
H35S	22S-17a(H),21 β (H)-30,31 ,32,33,34-pentakishomohopane		
H35R	22R-17a(H),21 β (H)-30,31 ,32,33,34-pentakishomohopane		

Íon m/z 259	
	C27 20S-13 β (H), 17a(H)-diasterane
	C27 20R -13 β (H), 17a(H)-diasterane
	C30 21S 18a(H)
	C30 21R 18a(H)

<p>Análises realizadas no extrato da rocha</p> <p>Análise: biomarcadores saturados</p>
--